



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

*ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y  
ELÉCTRICA*

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE UN  
GENERADOR SÍNCRONO**

# **TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN CIENCIAS  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

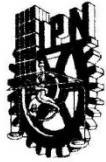


**PRESENTA:  
MIGUEL ANTONIO ÁLVAREZ JUÁREZ.**

**MÉXICO, D. F.**

**ENERO DE 2012**





**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

SIP-14-BIS

*ACTA DE REVISIÓN DE TESIS*

En la Ciudad de MÉXICO D. F. siendo las 10:00 horas del día 13 del mes de Diciembre del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

**“ESTUDIO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE UN GENERADOR SÍNCRONO”**

Presentada por el alumno:

**ÁLVAREZ**

**JUÁREZ**

**MIGUEL ANTONIO**

Apellido paterno

Apellido materno

Nombre(s)

Con registro: 

|   |   |   |   |   |   |   |
|---|---|---|---|---|---|---|
| A | 1 | 0 | 0 | 4 | 4 | 2 |
|---|---|---|---|---|---|---|

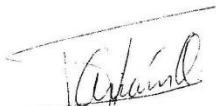
aspirante de:


**MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**


Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.


LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

  
**M. en C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES.**


  
**DR. GERMAN ROSAS ORTIZ**

  
**DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS**

  
**DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO**

Presidente

Secretario

  
**DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR**

Tercer vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

  
**DR. JAIME ROBLES GARCÍA**





**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

**CARTA CESIÓN DE DERECHOS**

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 13 del mes de Diciembre del año 2011, el (la) que suscribe **Miguel Antonio Álvarez Juárez** alumno (a) del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A100442, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Tomás Ignacio Asiaín Olivares y del Dr. **Germán Rosas Ortiz** y cede los derechos del trabajo intitulado **“Estudio de la protección diferencial de un generador síncrono”**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección [miguelalvja3@msn.com](mailto:miguelalvja3@msn.com), [yeriak1@hotmail.com](mailto:yeriak1@hotmail.com) y/o [grosaso@ipn.mx](mailto:grosaso@ipn.mx) Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

  
Miguel Antonio Álvarez Juárez



## **RESUMEN**

La protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) siempre es un tema de gran importancia en el ámbito eléctrico. Actualmente debido a las condiciones de operación más exigentes a las que está sometido un SEP, el ajuste y coordinación de los relevadores se torna más complicado.

Uno de los elementos básicos dentro de un sistema eléctrico de potencia es el generador síncrono, debido principalmente a su alto costo y a la función que desempeña dentro de un sistema eléctrico de potencia. Este elemento debe estar protegido de tal forma que la protección sea rápida y segura.

Existen varios esquemas de protección que se pueden implementar en un generador, por consiguiente, para la protección de los devanados del estator contra fallas internas, la protección diferencial ha sido la más empleada en generadores de mediana y gran capacidad por su eficiencia y confiabilidad.

El presente trabajo realiza un estudio detallado de la protección diferencial empleando relevadores comerciales y un prototipo de relevador con este mismo principio aplicado a la protección de un modelo de generador síncrono de prueba bajo condiciones de operación normal y de falla. Las pruebas de desempeño de los relevadores aquí evaluados se desarrollan en un ambiente experimental (usando un generador síncrono de 5 kVA de un simulador experimental de SEPs), y en un ambiente de simulación digital empleando un simulador digital en tiempo real de OPAL-RT Technologies® para pruebas de lazo cerrado a equipos. En este simulador se utilizó un modelo de generador síncrono con los mismos parámetros del generador síncrono de 5 kVA del simulador experimental de SEPs y se pudo verificar que el funcionamiento de las protecciones en ambos ambientes de prueba es muy similar.

Las pruebas eléctricas realizadas en el generador real incluyen casos de fallas trifásica y monofásica a tierra. En la fase de simulación digital además de las fallas anteriores se simularon fallas bifásica y bifásica a tierra con aterrizamiento sólido y a través de una resistencia y también se implementaron modelos de transformadores de corriente con saturación para poder observar los efectos que causan en el funcionamiento de la protección diferencial.

La descripción de los equipos empleados, los arreglos físicos, los modelos de prueba y los resultados de las simulaciones se muestran a detalle en este trabajo.





## **ABSTRACT**

Electric power systems protection has always been an important issue in the electrical sector. Nowadays power systems are subject to more demanding operating conditions and thus adjustment and coordination of relays becomes much more complicated.

One of basic elements of a power electric system is the synchronous generator, mainly due to its considerable cost and the basic function it performs in the power system and as such, this element must be covered by fast and secure protection.

There are several protection schemes that could be implemented in a generator, however, to protect the stator windings against internal faults, differential protection principle has been the most widely used in medium and large capacity generators because of its efficiency and reliability.

This thesis presents a detailed study of differential protection principle. In order to do this, commercial relays of different generation and a prototype relay (computer code representing differential protection principle implemented in a fast prototyping board) are tested in two different lab environments: experimental and digital simulation. These relays are thus meant to protect an actual 5kVA synchronous generator from laboratory and following that relays connected in closed-loop test setup are set to protect digital model of same generator but running in a real time digital simulator from OPAL-RT Technologies. Fault cases are executed in both environments and performance results of relays is discussed and it is verified that the performance of relays on both test environments is very similar.

Fault cases generated in the lab machine include three phase and single phase to ground faults while digital simulation stages include same previous fault cases plus line to line faults. In addition ground fault cases consider bolt and through-an-impedance faults. Another effect considered in fault scenarios was saturation of current transformer in order to study the effect this phenomenon has in the performance of differential protection.

Description of employed equipment, physical arrangements, testing models and test results are thoroughly discussed in this work.



## DEDICATORIAS

A mis padres:

Miguel Ángel Álvarez Soria y  
María Esther Juárez Espinosa.

A mis hermanos:

Julio Cesar Álvarez Juárez.  
Gabriel Alexis Álvarez Juárez.  
Rodrigo Álvarez Juárez.

A mis abuelos:

Margarito Álvarez Rodríguez.  
Roberto Juárez.  
Martha Soria Alegría.  
María Candelaria Espinosa Hernández.

A mis tíos:

Arturo Juárez Espinosa.  
Mari Carmen González García.  
María de Lourdes Álvarez Soria.  
Carmen Álvarez Soria.  
Roberto Juárez Espinosa.

A mis primos:

Arturo Juárez González.  
Andrés Juárez González.

“Por su amor, apoyo, comprensión y estímulo que a lo largo de mi vida me brindaron incondicionalmente”



## **AGRADECIMIENTOS**

A dios por la oportunidad de concluir una meta más en mi vida.

A mis padres por todo su apoyo y guía que me brindaron a lo largo de mi vida, por preocuparse y estar conmigo en todo momento.

A mis hermanos Julio, Gabriel y Rodrigo quienes de alguna forma me apoyaron y fueron motivo para seguir adelante.

A mis asesores el Dr. Germán Rosas y el M. en C. Tomás Asiaín por su tiempo y conocimientos brindados en la realización de este trabajo y sobre todo por su disponibilidad y amistad que me ofrecieron a lo largo de mi estancia en la SEPI.

A los miembros de mi comité revisor de tesis por sus acertados comentarios sobre el trabajo realizado.

Al Dr. Ricardo Mota, al Dr. David Sebastián y al Dr. Daniel Olguín por compartir sus conocimientos en las aulas, sus consejos y sobre todo por su amistad.

Al CONACyT y el IPN por los apoyos económicos que se me dieron a lo largo de mis estudios de posgrado.

Al M. en C. Gilberto Enríquez Harper por darme la oportunidad de practicar dentro de la UIE de la CFE.

Al Dr. Hugo Ambriz por su amistad, apoyo y conocimientos transmitidos durante mi estancia en la CFE.

A todo el personal de la UIE de la CFE por su apoyo y amistad.

A Lilia Cruz y Lorenzo Gonzales por su eficiencia y apoyo brindado en la realización de trámites en la SEPI pero sobre todo por su amistad.

A mis amigos: Daniel, José Luis, Gisela, Laura, Minoru, Gustavo, Eliher, Ilver, Francisco, Berenice, Enrique, Yolanda y demás amigos de generación que hicieron que esta etapa de mi vida fuera agradable y en algunos momentos fácil.

A toda la gente que de manera directa e indirecta me ayudaron a terminar satisfactoriamente esta etapa de mi vida.



# CONTENIDO

|  | Página       |
|--|--------------|
| <b>RESUMEN.....</b>  | <b>VII</b>   |
| <b>ABSTRACT .....</b>  | <b>IX</b>    |
| <b>DEDICATORIAS.....</b>   | <b>XI</b>    |
| <b>AGRADECIMIENTOS .....</b>   | <b>XIII</b>  |
| <b>CONTENIDO .....</b>   | <b>XV</b>    |
| <b>LISTA DE FIGURAS .....</b>  | <b>XVIII</b> |
| <b>LISTA DE TABLAS.....</b>  | <b>XXII</b>  |
| <b>GLOSARIO DE TÉRMINOS.....</b>   | <b>XXIII</b> |
| <b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....</b>  | <b>1</b>     |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....  | 1            |
| 1.2 ANTECEDENTES .....   | 1            |
| 1.3 OBJETIVO GENERAL .....   | 3            |
| 1.3.1 OBJETIVOS PARTICULARES .....   | 3            |
| 1.4 JUSTIFICACIÓN.....   | 4            |
| 1.5 APORTACIONES .....   | 4            |
| 1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES.....   | 5            |
| 1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....  | 5            |
| <b>CAPÍTULO 2 GENERADOR SÍNCRONO.....</b>  | <b>7</b>     |
| 2.1 INTRODUCCIÓN .....   | 7            |
| 2.2 PRINCIPIO BÁSICO DE OPERACIÓN DE UN GENERADOR SÍNCRONO .....   | 7            |
| 2.2.1 <i>Velocidad de rotación</i> .....   | 9            |
| 2.2.2 <i>Circuito equivalente en estado permanente</i> .....   | 9            |
| 2.2.3 <i>Conexiones en los generadores síncronos</i> .....   | 11           |
| 2.3 MODELO DE GENERADORES .....  | 12           |
| 2.3.1 <i>Modelo de generadores síncronos de polos salientes</i> .....                                    | 12           |
| 2.3.2 <i>Modelo de generadores síncronos de polos lisos</i> .....  | 13           |
| 2.3.3 <i>Parámetros estándar del modelo dinámico de generadores síncronos</i> .....                      | 14           |
| 2.3.4 <i>Modelo de generadores síncrono utilizado en las simulaciones digitales en tiempo real</i> ..... | 15           |
| <b>CAPÍTULO 3 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADORES SÍNCRONOS.....</b>                                   | <b>18</b>    |
| 3.1 INTRODUCCIÓN .....   | 18           |
| 3.2 EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PROTECCIÓN DE SEP .....  | 19           |
| 3.3 PRINCIPIO BÁSICO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....   | 22           |
| 3.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE PORCENTAJE (ESTABILIZADA).....   | 23           |
| 3.5 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN .....   | 26           |
| 3.6 CARACTERÍSTICAS DE LA CURVA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....  | 27           |
| 3.7 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA GENERADORES SÍNCRONOS .....                                  | 29           |
| 3.7.1 <i>Protección diferencial a tierra</i> .....   | 29           |
| 3.7.2 <i>Protección diferencial a tierra direccional</i> .....   | 30           |
| 3.7.3 <i>Protección diferencial auto balanceada</i> .....  | 31           |
| 3.7.4 <i>Protección diferencial de baja impedancia</i> .....   | 32           |

|  |   |            |
|--|---|------------|
| 3.7.5  | <i>Protección diferencial de alta impedancia</i> .....  | 33         |
| 3.7.6  | <i>Protección diferencial transversal</i> .....   | 34         |
| <b>CAPÍTULO 4 IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN UN GENERADOR SÍNCRONO DE 5 KVA</b> ..... |   | <b>36</b>  |
| 4.1  | INTRODUCCIÓN.....   | 36         |
| 4.2  | EQUIPO E INSTRUMENTOS PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS EXPERIMENTALES .....                               | 36         |
| 4.2.1  | <i>Arreglo primo motor- generador síncrono de 5 kVA</i> .....   | 37         |
| 4.2.2  | <i>Regulador automático de voltaje</i> .....  | 38         |
| 4.2.3  | <i>Control de velocidad</i> .....   | 39         |
| 4.2.4  | <i>Relevadores Comerciales</i> .....  | 39         |
| 4.2.5  | <i>Transformadores de corriente</i> .....   | 40         |
| 4.2.6  | <i>Interruptor de potencia</i> .....  | 41         |
| 4.2.7  | <i>Banco de cargas trifásicas</i> .....   | 42         |
| 4.3  | ARREGLO DE PRUEBAS DE LABORATORIO .....   | 43         |
| 4.4  | PRUEBAS REALIZADAS .....  | 45         |
| 4.4.1  | <i>Pruebas dentro de la zona de protección diferencial</i> .....  | 45         |
| 4.4.2  | <i>Pruebas fuera de la zona de protección diferencial</i> .....   | 47         |
| 4.4.3  | <i>Desbalance de carga y pérdida de fase</i> .....  | 48         |
| <b>CAPÍTULO 5 PRUEBAS DE RELEVADORES EMPLEANDO UN SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL</b> .....       |   | <b>49</b>  |
| 5.1  | INTRODUCCIÓN.....   | 49         |
| 5.2  | DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO EMPLEADO .....   | 50         |
| 5.2.1  | <i>Simulador digital en tiempo real</i> .....   | 50         |
| 5.2.2  | <i>Relevadores comerciales empleados</i> .....  | 51         |
| 5.2.3  | <i>Relevador diferencial prototipo</i> .....  | 56         |
| 5.3  | DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA.....  | 60         |
| 5.3.1  | <i>Modelo del generador síncrono</i> .....  | 66         |
| 5.3.2  | <i>Modelo de transformador de corriente</i> .....   | 67         |
| 5.4  | DESARROLLO DE LAS PRUEBAS REALIZADAS .....  | 68         |
| 5.4.1  | <i>Fallas dentro de la zona de protección diferencial</i> .....   | 71         |
| 5.4.2  | <i>Fallas fuera de la zona de protección diferencial</i> .....  | 72         |
| 5.4.3  | <i>Desbalance de carga</i> .....  | 73         |
| <b>CAPÍTULO 6 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS</b> .....                                       |   | <b>75</b>  |
| 6.1  | INTRODUCCIÓN.....   | 75         |
| 6.2  | ANÁLISIS DE RESULTADOS EXPERIMENTALES EN EL GENERADOR SÍNCRONO DE 5 KVA .....                           | 75         |
| 6.3  | ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL .....                          | 79         |
| 6.3.1  | <i>Pruebas sin saturación y sin resistencia de falla</i> .....  | 79         |
| 6.3.2  | <i>Pruebas con saturación y sin resistencia de falla</i> .....  | 85         |
| 6.3.3  | <i>Pruebas sin saturación y con resistencia de falla</i> .....  | 91         |
| 6.3.4  | <i>Pruebas con saturación y con resistencia de falla</i> .....  | 96         |
| 6.3.5  | <i>Pruebas de desbalance de carga</i> .....   | 105        |
| 6.4  | ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DE LAS SIMULACIONES DIGITALES EN TIEMPO REAL..... | 106        |
| <b>CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....   |   | <b>108</b> |
| 7.1  | INTRODUCCIÓN.....   | 108        |
| 7.2  | CONCLUSIONES.....   | 108        |
| 7.3  | APORTACIONES.....   | 109        |
| 7.4  | RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS .....   | 109        |
| 7.5  | PUBLICACIONES DERIVADAS DE ESTE TRABAJO.....  | 110        |
| <b>REFERENCIAS</b> .....   |   | <b>111</b> |



|   |            |
|---|------------|
| <b>APÉNDICE A TRANSFORMADOR DE CORRIENTE .....</b>  | <b>114</b> |
| A.1 INTRODUCCIÓN .....  | 114        |
| A.2 CIRCUITO EQUIVALENTE.....   | 114        |
| A.3 POLARIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE .....   | 117        |
| A.4 RESPUESTA TRANSITORIA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....   | 117        |
| A.5 SATURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....   | 119        |
| <b>APÉNDICE B CÓDIGOS DE PROGRAMAS USADOS EN EL DESARROLLO DE ESTA TESIS .....</b>                          | <b>121</b> |
| B.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS REALIZADOS .....   | 121        |
| B.2 CÓDIGO DEL RELEVADOR PROTOTIPO EN LENGUAJE C.....   | 122        |
| B.3 CÓDIGO PARA OBTENER OSCILOGRAMAS EN MATLAB® .....   | 128        |
| B.4 CÓDIGO PARA OBTENER GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN DE LA 87G ..... | 129        |

# LISTA DE FIGURAS

Página

|   |    |
|---|----|
| FIGURA 2.1 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN GENERADOR SÍNCRONO [CHAPMAN, 2005].   | 10 |
| FIGURA 2.2 CONEXIÓN ESTRELLA DE LOS DEVANADOS DE UN GENERADOR SÍNCRONO [CHAPMAN, 2005].   | 11 |
| FIGURA 2.3. TRANSFORMACIÓN DE PARK APLICADA AL MODELO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA PARA TRANSFORMAR LOS DEVANADOS DEL ESTATOR EN LAS FASES A, B Y C EN DOS CONJUNTOS DE DEVANADOS ORTOGONALES [TRINIDAD, 2010]. | 12 |
| FIGURA 2.4. ESTRUCTURA DEL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL MODELO DE LA FIGURA 2.3 EN LOS EJES DIRECTO Y EN CUADRATURA PARA REPRESENTAR MÁQUINAS SÍNCRONAS DE POLOS SALIENTES [KUNDUR, 1994].                    | 13 |
| FIGURA 2.5 ESTRUCTURA DEL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL MODELO DE LA FIGURA 2.3 EN LOS EJES DIRECTO Y EN CUADRATURA PARA REPRESENTAR MÁQUINAS SÍNCRONAS DE POLOS LISOS [KUNDUR, 1994].                         | 14 |
| FIGURA 2.6. COMPONENTES TEMPORALES DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA EN VACÍO [METZ-NOBLAT, 2000].  | 15 |
| FIGURA 2.7. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL GENERADOR SÍNCRONO [METZ-NOBLAT, 2000].  | 16 |
| FIGURA 2.8 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN DEL MODELO DE GENERADOR SÍNCRONO EN SIMULINK [MATLAB®, 2011].   | 17 |
| FIGURA 3.1 PRINCIPALES FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN UNA PLANTA GENERADORA [ZIEGLER, 2005].  | 19 |
| FIGURA 3.2 RELEVADOR ELECTROMECAÁNICO WESTINGHOUSE [ELMORE, 2004].  | 20 |
| FIGURA 3.3 DIAGRAMA A BLOQUES DE LA ARQUITECTURA BÁSICA DE UN RELEVADOR NUMÉRICO [ELMORE, 2004].  | 21 |
| FIGURA 3.4 PRINCIPIO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.   | 23 |
| FIGURA 3.5 CORRIENTE FALSA DURANTE CARGA Y FALLAS EXTERNAS CON CURVA DEL RELEVADOR [ZIEGLER, 2005].   | 24 |
| FIGURA 3.6 DIAGRAMA DE OPERACIÓN DE UNA CURVA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL [ZIEGLER, 2005].  | 26 |
| FIGURA 3.7 PRINCIPIO DE LA CURVA DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.   | 28 |
| FIGURA 3.8 CURVA CARACTERÍSTICA DE UN RELEVADOR NUMÉRICO [ZIEGLER, 2005].   | 29 |
| FIGURA 3.9 PROTECCIÓN DIFERENCIAL A TIERRA [ADAPTADO DE ALSTOM, 2011].  | 30 |
| FIGURA 3.10 DIRECCIÓN DE CORRIENTES DE SECUENCIA CERO Y NEUTRO PARA DISPARO DE INTERRUPTOR. [BECKWITH, 1999].   | 31 |
| FIGURA 3.11 PROTECCIÓN DIFERENCIAL AUTO BALANCEADA [SEBASTIÁN, 2011].   | 32 |
| FIGURA 3.12 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BAJA IMPEDANCIA [ZIEGLER, 2005].  | 33 |
| FIGURA 3.13 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA [ADAPTADO DE ALSTOM, 2011].   | 34 |
| FIGURA 3.14 PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSVERSAL [ZIEGLER, 2005].   | 35 |
| FIGURA 4.1 MÁQUINA EDUCACIONAL DE 5 KVA DEL LABORATORIO. [SÁNCHEZ, 2010]  | 37 |
| FIGURA 4.2 MODELO DEL REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS 125-15 [SÁNCHEZ Y RUIZ, 2011].  | 38 |
| FIGURA 4.3 VISTA FRONTAL DEL REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS 125-15.  | 39 |
| FIGURA 4.4 VISTA FRONTAL DEL CONTROL DE VELOCIDAD DEL PRIMO MOTOR.  | 39 |

|  |    |
|--|----|
| FIGURA 4.5 RELEVADORES USADOS EN LAS PRUEBAS EXPERIMENTALES.....   | 40 |
| FIGURA 4.6 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....   | 41 |
| FIGURA 4.7 INTERRUPTOR DE POTENCIA.....  | 41 |
| FIGURA 4.8 MÓDULOS DE CARGAS TRIFÁSICAS RESISTIVAS.....  | 43 |
| FIGURA 4.9 ARREGLO DEL SIMULADOR EN PRUEBAS EXPERIMENTALES.....  | 44 |
| FIGURA 4.10 ESQUEMA GENERAL DE CONEXIONES DEL SIMULADOR EXPERIMENTAL DE LA SEPI-ESIME ZACATENCO IPN.....   | 45 |
| FIGURA 4.11 ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DE FALLAS EN ZONA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....   | 46 |
| FIGURA 4.12 ESQUEMA DE IMPLEMENTACIÓN DE FALLAS FUERA DE LA ZONA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....  | 47 |
| FIGURA 5.1 VISTA FRONTAL DEL SIMULADOR EN TIEMPO REAL [OPAL-RT, 2011].....   | 51 |
| FIGURA 5.2 CIRCUITO DE LA TARJETA DE ACONDICIONAMIENTO DE SEÑALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DEL RELEVADOR BECKWITH M430 [BECKWITH, 1999]. .....               | 54 |
| FIGURA 5.3 CIRCUITO DE LA TARJETA DE ACONDICIONAMIENTO DE SEÑALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DEL RELEVADOR <i>BECKWITH</i> ® M430 [BECKWITH, 1999]. .....      | 55 |
| FIGURA 5.4 CONFIGURACIÓN DEL CONECTOR DE SEÑALES DE BAJO NIVEL DEL RELEVADOR BECKWITH M430 [BECKWITH, 1999].....   | 56 |
| FIGURA 5.5 CONFIGURACIÓN DEL CONECTOR DE SEÑALES DE BAJO NIVEL DEL RELEVADOR SEL 300G . [SEL, 2011].....   | 56 |
| FIGURA 5.6 VISTA FRONTAL DE LA TARJETA DE DESARROLLO RÁPIDO DE PROTOTIPOS [DATATRANSLATION, 2011].....   | 57 |
| FIGURA 5.7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL POR FASE IMPLEMENTADO EN LA TARJETA DE DESARROLLO RÁPIDA DE PROTOTIPOS.....           | 59 |
| FIGURA 5.8 MODELO DE PRUEBA AGRUPADO EN UN BLOQUE MAESTRO Y UNA CONSOLA.....   | 61 |
| FIGURA 5.9 BLOQUE MAESTRO DEL MODELO DE PRUEBA. ....   | 62 |
| FIGURA 5.10 SECCIONES DEL BLOQUE MAESTRO DEL MODELO DE PRUEBA. ....  | 64 |
| FIGURA 5.11 CONTENIDO DEL BLOQUE CONSOLA DEL MODELO DE PRUEBA.....   | 65 |
| FIGURA 5.12 MODELO DE GENERADOR SÍNCRONO EN LA RED DE PRUEBA EN <i>SIMULINK</i> ®.....   | 67 |
| FIGURA 5.13 MODELO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE SATURABLE EN <i>SIMULINK</i> ®.....   | 68 |
| FIGURA 5.14 CONEXIÓN DE LOS RELEVADORES COMERCIALES CON EL SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL.....   | 70 |
| FIGURA 5.15 ZONA DE PROTECCIÓN EN MODELO DE PRUEBA EN <i>SIMULINK</i> . ....   | 72 |
| FIGURA 5.16 ÁREA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCIÓN EN MODELO DE PRUEBA EN <i>SIMULINK</i> . ....  | 73 |
| FIGURA 5.17 INTERRUPTOR DE DESBALANCE DE CARGA.....  | 74 |
| FIGURA 6.1 OSCILOGRAMA DE VOLTAJES Y CORRIENTES MEDIDO POR EL RELEVADOR, ANTE UNA FALLA DE LÍNEA A TIERRA DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN DE LA 87 GD..... | 77 |
| FIGURA 6.2 OSCILOGRAMA DE VOLTAJES Y CORRIENTES MEDIDO POR EL RELEVADOR, ANTE UNA FALLA DE LÍNEA A TIERRA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCIÓN DE LA 87 GD.....  | 78 |
| FIGURA 6.3 OSCILOGRAMA DE VOLTAJES Y CORRIENTES MEDIDO POR EL RELEVADOR, ANTE UNA FALLA TRIFÁSICA EN LA ZONA DE PROTECCIÓN DE LA 87 GD.....                | 79 |

|             |  |     |
|-------------|--|-----|
| FIGURA 6.4  | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA INTERNA SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 80  |
| FIGURA 6.5  | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA INTERNA SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 81  |
| FIGURA 6.6  | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS INTERNAS SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 82  |
| FIGURA 6.7  | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA EN ZONA EXTERNA SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 83  |
| FIGURA 6.8  | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA EXTERNA SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 84  |
| FIGURA 6.9  | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS EXTERNAS SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 85  |
| FIGURA 6.10 | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA EN ZONA INTERNA CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 86  |
| FIGURA 6.11 | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA INTERNA CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 87  |
| FIGURA 6.12 | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS INTERNAS CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 88  |
| FIGURA 6.13 | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA EN ZONA EXTERNA CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 89  |
| FIGURA 6.14 | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA EXTERNA CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 90  |
| FIGURA 6.15 | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS EXTERNAS CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC.....  | 91  |
| FIGURA 6.16 | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA EN ZONA INTERNA CON RESISTENCIA DE 5 OHMS.....  | 93  |
| FIGURA 6.17 | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA INTERNA CON RESISTENCIA DE 5 OHMS.....  | 94  |
| FIGURA 6.18 | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS INTERNAS SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC Y RESISTENCIA DE 2 OHMS.....                        | 95  |
| FIGURA 6.19 | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN SIN PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC Y RESISTENCIA DE 5 OHMS..... | 96  |
| FIGURA 6.20 | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA EN ZONA INTERNA CON RESISTENCIA DE 5 OHMS Y SATURACIÓN DE TC.....   | 98  |
| FIGURA 6.21 | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA INTERNA CON RESISTENCIA DE 5 OHMS Y SATURACIÓN DE TC.....                                       | 99  |
| FIGURA 6.22 | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS INTERNAS CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC Y RESISTENCIA DE 2 OHMS.....                        | 100 |
| FIGURA 6.23 | CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS INTERNAS CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC Y RESISTENCIA DE 5 OHMS.....                        | 101 |
| FIGURA 6.24 | OSCILOGRAMA DE FALLA TRIFÁSICA EN ZONA EXTERNA CON RESISTENCIA DE 5 OHMS Y SATURACIÓN DE TC.....   | 102 |
| FIGURA 6.25 | OSCILOGRAMA DE FALLA DE LÍNEA A TIERRA EN ZONA EXTERNA CON RESISTENCIA DE 5 OHMS Y SATURACIÓN DE TC.....                                       | 103 |

|                    |   |            |
|--------------------|---|------------|
| <b>FIGURA 6.26</b> | <b>CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS EXTERNAS CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC Y RESISTENCIA DE 2 OHMS. ....</b> | <b>104</b> |
| <b>FIGURA 6.27</b> | <b>CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN EN FALLAS EXTERNAS CON PRESENCIA DE SATURACIÓN DE TC Y RESISTENCIA DE 5 OHMS. ....</b> | <b>105</b> |
| <b>FIGURA A.1</b>  | <b>CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TC [ZIEGLER, 2005]. ....</b>  | <b>115</b> |
| <b>FIGURA A.2</b>  | <b>CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TC REFERIDO AL LADO SECUNDARIO.[ ZIEGLER, 2005].....</b>  | <b>116</b> |
| <b>FIGURA A.3</b>  | <b>POLARIDAD DE TC.[ ZIEGLER, 2005]. ....</b>   | <b>117</b> |
| <b>FIGURA A.4</b>  | <b>FLUJO EN TC EN CONDICIÓN DE FALLA. [ZIEGLER, 2005]. ....</b>   | <b>118</b> |
| <b>FIGURA A.5</b>  | <b>FLUJO EN TC EN CONDICIÓN DE FALLA. [ZIEGLER, 2005]. ....</b>   | <b>119</b> |
| <b>FIGURA A.6</b>  | <b>PROTECCIÓN DIFERENCIAL ANTE FALLA EXTERNA Y CON PRESENCIA DE SATURACIÓN EN TC. [ZIEGLER, 2005].....</b>                      | <b>120</b> |
| <b>FIGURA A.7</b>  | <b>SATURACIÓN DE TC. ....</b>   | <b>120</b> |

# LISTA DE TABLAS

Página

|  |    |
|--|----|
| TABLA 3.1 RESULTADOS DE LAS CORRIENTES DE RESTRICCIÓN Y OPERACIÓN ANTE DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN. [ZIEGLER, 2005]. .....               | 25 |
| TABLA 4.1 MÁQUINA EDUCACIONAL DE 5 KVA, GENERADOR SÍNCRONO: DATOS DE PLACA [SÁNCHEZ Y RUIZ, 2011]. .....                                     | 37 |
| TABLA 4.2 MÁQUINA EDUCACIONAL DE 5 KVA, PRIMO MOTOR DE CD: DATOS DE PLACA [SÁNCHEZ Y RUIZ, 2011]. .....                                      | 38 |
| TABLA 4.3 DATOS DE PLACA DE INTERRUPTOR TRIFÁSICO. ....  | 42 |
| TABLA 5.1 FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN RELEVADOR A. ....   | 52 |
| TABLA 5.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN RELEVADOR B. ....   | 53 |
| TABLA 5.3 VOLTAJES PERMISIBLES DE LOS CANALES DE BAJO NIVEL DE CORRIENTE Y VOLTAJE EN RELEVADORES COMERCIALES. [SEL, 2011]. .....            | 55 |
| TABLA 5.4 CANALES ANALÓGICOS DE ENTRADA Y SALIDA DE LA TARJETA DE DESARROLLO RÁPIDA DE PROTOTIPOS.....                                       | 60 |
| TABLA 5.5 PARÁMETROS DEL GENERADOR EDUCACIONAL EN P.U. A LA BASE DEL GENERADOR, OBTENIDOS A TENSIÓN REDUCIDA CON EL CRITERIO IEC. [6]. ..... | 66 |
| TABLA 5.6 CANALES ANALÓGICOS DE SALIDA EN EL SIMULADOR EN TIEMPO REAL.....   | 69 |
| TABLA 5.7 CANALES ANALÓGICOS DE ENTRADA EN EL SIMULADOR EN TIEMPO REAL.....  | 69 |
| TABLA 6.1 OPERACIÓN DEL RELEVADOR A EN CONDICIONES DE FALLA EN GENERADOR SÍNCRONO.....   | 76 |
| TABLA 6.2 OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES ANTE FALLAS DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN SIN SATURACIÓN DE $T_C$ Y SIN RESISTENCIA DE FALLA. ....  | 80 |
| TABLA 6.3 OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES ANTE FALLAS DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN CON SATURACIÓN DE $T_C$ Y SIN RESISTENCIA DE FALLA. ....  | 86 |
| TABLA 6.4 OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES ANTE FALLAS FUERA DE LA ZONA DE PROTECCIÓN CON SATURACIÓN DE $T_C$ Y SIN RESISTENCIA DE FALLA. ....   | 89 |
| TABLA 6.5 OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES ANTE FALLAS DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN SIN SATURACIÓN DE $T_C$ Y CON RESISTENCIA DE FALLA. ....  | 92 |
| TABLA 6.6 OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES ANTE FALLAS DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN CON SATURACIÓN DE $T_C$ Y CON RESISTENCIA DE FALLA. ....  | 97 |

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

|               |  |
|---------------|--|
| $B_{net}$     | Campo magnético neto.                              |
| $B_R$         | Campo magnético del rotor.                         |
| $B_S$         | Campo magnético del estator.                       |
| $CA$          | Corriente alterna                                  |
| $CD$          | Corriente directa                                  |
| $E_A$         | Voltaje interno generado                           |
| $E_{Estator}$ | Voltaje del estator.                               |
| $\phi$        | Flujo  |
| $f_e$         | Frecuencia eléctrica en Hz                         |
| $GP1$         | Grupo de protección 1                              |
| $GP2$         | Grupo de protección 2                              |
| $HP$          | Caballos de potencia.                              |
| $I_0$         | Corriente de secuencia cero.                       |
| $I_A$         | Corriente de armadura.                             |
| $I_B$         | Corriente de pick up.                              |
| $I_n$         | Corriente de Neutro.                               |
| $I_{op}$      | Corriente de operación.                            |
| $I_{res}$     | Corriente de restricción.                          |
| $K$           | Factor de construcción                             |
| $K_1$         | Pendiente de curva 1 de la protección diferencial. |
| $K_2$         | Pendiente de curva 2 de la protección diferencial. |
| $L_A$         | Inductancia del estator.                           |
| $L_F$         | Inductancia de campo.                              |
| $N_m$         | Velocidad mecánica en RPM/Min                      |
| $P$           | Número de polos                                    |
| $R_A$         | Resistencia del estator.                           |
| $RAM$         | Memoria de acceso aleatorio.                       |
| $RAV$         | Regulador automático de voltaje.                   |
| $R_F$         | Resistencia de campo.                              |
| $ROM$         | Memoria de solo lectura.                           |
| $RTC$         | Relación de transformación de corriente.           |
| $SEP$         | Sistema eléctrico de potencia                      |

|                   |  |
|-------------------|--|
| $TC$              | Transformador de corriente               |
| $\tau_{iv\delta}$ | Par inducido.                            |
| $TP$              | Transformador de potencial               |
| $V_\phi$          | Voltaje de fase de generador.            |
| $V_T$             | Voltaje en terminales del generador.     |
| $\omega$          | Velocidad angular                        |
| $X_A$             | Reactancia inductiva del estator.        |
| $X_S$             | Reactancia síncrona                      |
| $X_{d''}$         | Reactancia subtransitoria en eje directo |



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La protección de Sistemas Eléctricos de Potencia se ha definido durante varios años como una ciencia y un arte, debido a que se necesita conocer el funcionamiento del equipo a proteger para poder seleccionar y ajustar la protección más adecuada.

En la práctica existen relevadores basados en microprocesador que emplean el mismo principio de operación, de fabricantes distintos y generaciones diferentes. Esta situación provoca que los relevadores tengan diferentes tiempos de operación ante una condición de falla y en casos extremos no operen u operen incorrectamente.

### 1.2 ANTECEDENTES

La protección diferencial ha sido motivo de estudio para grupos de investigación por mucho tiempo, ya que es un esquema primario de protección ampliamente utilizado sobre todo en la protección de bancos de transformadores, máquinas eléctricas y barras; sin embargo con el desarrollo de medios de comunicación, su uso se expande ahora a líneas de transmisión debido a su principio de operación que es muy seguro.

Desde el inicio de los SEP se tuvo la necesidad de proveer una protección adecuada ante fallas para cada uno de los dispositivos eléctricos. De aquí surge el desarrollo de las protecciones. Las tecnologías de los relevadores de protección han ido evolucionando desde sus orígenes con protección mediante fusibles, para posteriormente pasar a la etapa de los relevadores electromecánicos, que en su tiempo fueron sumamente eficientes.

Posteriormente los relevadores de estado sólido se introdujeron en los años 50's. Los circuitos integrados permitieron desarrollar dispositivos de adquisición de datos e

implementar los relevadores basados en microprocesador. Estos avances permitieron el desarrollo de relevadores de tipo digital [González, 2005].

Con el uso de relevadores basados en microprocesador, los algoritmos de protección han ido evolucionando rápidamente. Algunos de estos algoritmos de protección se mencionan a continuación.

W. K. Sonnemann de la asociación AIEE presentó en 1940, un artículo que muestra detalles acerca de un relevador electromecánico para protección diferencial de generadores de alta velocidad. En este artículo se habla acerca del diseño del relevador y el principio de la protección diferencial con relevadores electromecánicos [Sonnemann, 1940].

En 1969 G.D. Rockefeller, realizó una publicación, en la cual describe los detalles de diseño de una protección contra fallas basada en computadora. En este artículo se presentan las principales protecciones que se usan y se proponen series de subrutinas que integran esta protección de manera digital [Rockefeller, 1969].

En 2004 Chao Zhang, Xiangning de las universidades de Wuhan y Huazhong en China e investigadores de Areva, participaron en una investigación para desarrollar un algoritmo de protección diferencial para generadores que pueda detectar con precisión la presencia de saturación de transformadores de corriente y prevenir una mala operación debido a la corriente proveniente de los transformadores de corriente [Zhang et al, 2004].

En 2004 B. Kasztenny y D. Finney de General Electric, Multilin, publicaron un artículo que propone un nuevo algoritmo de protección diferencial para generadores, la cual se enfoca en el problema de la saturación de los TC [Kasztenny and Finney, 2004].

En enero de 2007 Tai Nengling and Juergen Stenzel, publicaron un trabajo en el cual implementan una protección diferencial a tierra. Este algoritmo funciona con voltajes de secuencia cero para tener un nivel mayor de seguridad ante fallas en el estator a tierra, el objetivo de este algoritmo es dar seguridad a todo el devanado del estator ante fallas a tierra [Nengling and Stenzel, 2007].

En 2010 Rich Hunt, GE Digital Energy publicaron un documento que discute los métodos para dimensionar transformadores de corriente para generadores pequeños, basado en el estándar del IEEE de saturación de TC [Hunt, 2010].

Dentro de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, se han realizado diferentes proyectos cuyos temas se relacionan con este trabajo. En 1997 José Larios Soto realizó una tesis de coordinación de protecciones en las centrales eléctricas, donde se plantea un estudio de ajuste y coordinación de

protecciones en centrales eléctricas incluyendo la protección diferencial de generador síncrono [Larios, 1997].

Bernabé Reyes López presentó un trabajo de tesis en diciembre de 1999 titulado “Monitoreo y Protección de un Generador Síncrono de Tipo Experimental”, en el cual se realiza la coordinación de las protecciones del generador síncrono que se utiliza en el presente trabajo [Reyes, 1999].

De igual manera José Marcelino Santiago Jiménez presentó en diciembre de 1999 un trabajo de tesis titulado “Metodología para la Coordinación y Ajuste de Protección de Bancos de Transformación”, donde se menciona la protección diferencial, con un enfoque a los bancos de transformación de potencia [Santiago, 2000].

Por otro lado en noviembre de 2005, Enrique González Flores, presentó un trabajo titulado “Diseño e Implementación de un Algoritmo de Protección Diferencial para Transformadores de Potencia”, de igual forma que este trabajo se enfoca exclusivamente al estudio de la protección diferencial, aunque es aplicada a transformadores de potencia [González, 2005].

### 1.3 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio comparativo de relevadores basados en microprocesador de fabricantes y generaciones distintas que utilizan el principio de protección diferencial para un generador síncrono.

#### 1.3.1 OBJETIVOS PARTICULARES

Entre los objetivos particulares del presente trabajo se mencionan los siguientes:

- Utilizar como base de pruebas un simulador físico (generador síncrono de 5 kVA del simulador de SEPs) y un simulador digital en tiempo real de OPAL-RT Technologies® para propósitos de comparación de dos relevadores comerciales de distinta generación.
- Desarrollar un prototipo de relevador diferencial para comparar su desempeño con los relevadores comerciales, utilizando para esto una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos de Data Translation® DT9840.
- Incorporar condiciones de falla que pueden originar una operación incorrecta de la protección diferencial (resistencia de falla y saturación de TCs).

## 1.4 JUSTIFICACIÓN

La protección diferencial es cada día más empleada dentro un SEP debido a su confiabilidad y velocidad de operación. Los continuos desarrollos que se llevan a cabo en el diseño de los componentes electrónicos y de los principios de operación de los relevadores comerciales basados en microprocesador, además de una reducción en los costos inicial y de mantenimiento hacen que estos dispositivos sean cada vez más ampliamente utilizados en la industria eléctrica. Actualmente se usan relevadores basados en microprocesador que emplean el mismo principio de operación, de fabricantes distintos y generaciones diferentes lo que provoca que los relevadores tengan diferentes tiempos de operación ante una condición de falla y en casos extremos no operen u operen incorrectamente.

Este trabajo se realiza con la finalidad de comparar y verificar la protección diferencial utilizada en un generador síncrono en forma experimental (con pruebas realizadas en laboratorio) y en un simulador digital en tiempo real empleando relevadores diferentes.

De esta forma se puede evaluar el desempeño y la velocidad de operación de esta protección al realizar pruebas de lazo cerrado en ambos simuladores. Se emplean como equipos a evaluar dos relevadores comerciales numéricos (basados en microprocesador) con diseños diferentes y de distinta generación. Se evalúa también un relevador prototipo programado en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos para comparación de resultados de pruebas.

Con la ayuda de equipo de prueba de última tecnología como el simulador digital en tiempo real aquí utilizado se pueden realizar estas pruebas de manera más directa.

## 1.5 APORTACIONES

Con la realización de este trabajo se pudieron obtener varias aportaciones que podrán ser usadas en un futuro:

- Se verifico en forma real la protección diferencial experimentalmente mediante fallas en el generador síncrono y mediante un simulador digital en tiempo real utilizando relevadores numéricos de diferente fabricante.
- Se desarrollo el código del principio de la protección diferencial y se implemento en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos.

## 1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES

El trabajo desarrollado se enfoca únicamente al estudio de la protección diferencial de generadores síncronos.

Las pruebas experimentales se realizaron con el generador síncrono operando en forma aislada y con carga mínima.

Se emplearon modelos de transformadores de corriente con saturación cuyos resultados de las simulaciones digitales no se pudieron corroborar con las pruebas experimentales.

## 1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

**Capítulo 1: Introducción.** En este capítulo se da una breve descripción del estado del arte acerca de la protección diferencial del generador síncrono. Por otro lado, se da un panorama de los alcances y limitaciones que tiene dicha investigación, así como su objetivo y justificación. Por último, en la parte final de este capítulo se describe la estructura y contenido de manera sintetizada.

**Capítulo 2: Generador Síncrono.** En este capítulo describe los principios de operación del generador síncrono; de igual manera se mencionan los modelos de generadores síncronos de polos salientes y de polos lisos, por último se incluye el modelo de generador síncrono que se utiliza en las simulaciones digitales en tiempo real.

**Capítulo 3: Protección diferencial de generadores síncronos.** En este capítulo se presenta la evolución de las tecnologías de protección, se explica el principio básico de operación de la protección diferencial, se exponen de manera simplificada las curvas de operación de una protección diferencial, el tipo de curva y la causa por la cual se implementa, además de las expresiones matemáticas que las rigen. Por otro lado, este capítulo contiene los principales arreglos de protección diferencial y sus características.

**Capítulo 4: Implementación de protección diferencial en un generador síncrono de 5 kVA,** muestra la implementación de la protección diferencial en un generador síncrono educacional de 5 kVA de polos salientes. Se detallan las conexiones eléctricas y todos los equipos usados para realizar estas pruebas experimentales.

**Capítulo 5: Pruebas de relevadores empleando un simulador digital en tiempo real.** En este capítulo, se detallan las características del simulador digital en tiempo real,

algunas características del modelo del generador síncrono y de los transformadores de corriente que se usaron en *Simulink* de Matlab®. Se brinda una explicación acerca de los relevadores comerciales usados y una descripción de la tarjeta de desarrollo rápido de prototipos con la cual se implementó un relevador diferencial. Por último, se hace mención de las principales adecuaciones que se realizaron para poder conectar los relevadores con el simulador en tiempo real y ejecutar las pruebas en lazo cerrado.

**Capítulo 6: Análisis y comparación de resultados.** En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones en tiempo real y de la implementación de la protección diferencial en el generador síncrono de 5 kVA. Se presenta un análisis de los resultados con condiciones de TC ideales, se reportan resultados con TCs en condiciones de saturación y en cortocircuitos con resistencia de falla de diferentes valores; observándose el comportamiento de los relevadores ante estas condiciones.

**Capítulo 7: Conclusiones y recomendaciones.** En este capítulo se hace un resumen de las principales conclusiones del trabajo, además de proponer algunas recomendaciones como trabajos futuros para sumarle características que favorezcan a la protección diferencial.

**Referencias:** En esta sección se enlista la bibliografía utilizada para la elaboración de este trabajo.

**Apéndice A:** El apéndice A describe la teoría básica acerca del transformador de corriente, exponiendo el modelo simplificado del TC, la operación en estado transitorio y la saturación del TC.

**Apéndice B:** Este apéndice contiene el código de programación del algoritmo de protección diferencial implementado en la tarjeta de desarrollo rápido de prototipos, además de incluir el código realizado en MATLAB® de los programas para poder obtener las graficas mostradas en el capítulo 6.

# CAPÍTULO 2

## GENERADOR SÍNCRONO

### 2.1 INTRODUCCIÓN

Las máquinas de corriente alterna (CA), pueden ser generadores síncronos que convierten la energía mecánica en energía eléctrica y motores que realizan la operación opuesta a los generadores.

Dentro de las máquinas de CA existen dos clasificaciones principales; las máquinas síncronas y las máquinas de inducción.

Las máquinas síncronas pueden operar como motores síncronos o generadores síncronos. En el caso de las máquinas de inducción, también pueden funcionar como motores de inducción o generadores de inducción [Chapman, 2005].

En este capítulo se tratará únicamente al generador síncrono, explicando los principios de operación y el modelo que se utilizó en las simulaciones digitales en tiempo real cuyas pruebas son descritas en el capítulo 5.

### 2.2 PRINCIPIO BÁSICO DE OPERACIÓN DE UN GENERADOR SÍNCRONO

Un generador síncrono tiene como principal objetivo transformar la energía mecánica a energía eléctrica. Este objetivo se cumple si al devanado del rotor se le inyecta corriente directa (CD), la cual produce un campo magnético giratorio dentro del generador. Este campo giratorio induce un conjunto de voltajes trifásicos dentro de los devanados del estator del generador.

Comúnmente se utilizan términos como devanado de campo y devanado de rotor, en general el devanado de campo son los devanados que producen el campo magnético principal del generador y el devanado inducido son los devanados donde se inducen los voltajes principales del generador síncrono.

El término devanado del rotor va ligado con el devanado de campo, ya que en la mayoría de los generadores, el campo se aloja dentro del rotor; por otro lado el devanado de estator se vincula con el devanado inducido, ya que en el estator se encuentran los devanados que producirán los voltajes debido a la inducción del campo.

El rotor de un generador síncrono puede ser de polos salientes o polos lisos, generalmente los rotores de polos salientes se utilizan en generadores síncronos de cuatro o más polos y donde la velocidad del rotor es baja. Los rotores de polos lisos se encuentran en generadores con dos o cuatro polos y la velocidad del rotor es alta.

Debido a que el rotor está sujeto a campos magnéticos variables, este se construye con láminas delgadas para reducir las pérdidas por corrientes parasitas.

Al circuito del campo del rotor se le debe suministrar corriente de CD, debido a que el rotor se encuentra girando, se requiere de un arreglo para poder alimentar al campo, existen varias formas de enviar la energía al rotor, pero básicamente se pueden agrupar de dos maneras:

- a) Suministrar al rotor la potencia de CD desde una fuente externa de CD por medio de anillos rozantes y escobillas.
- b) Suministrar la potencia de CD desde una fuente de potencia especial montada directamente en el eje del generador síncrono.

Suministrar la energía al campo por medio de anillos rozantes y escobillas, genera problemas como caída de voltaje en las escobillas que llegan a causar pérdidas significativas de potencia en generadores de gran capacidad, además de que se incrementa la cantidad de mantenimiento al generador.

En generadores grandes, se utilizan excitadores sin escobillas para suministrar corriente de CD a los devanados de campo. El circuito de un excitador sin escobillas consta de un generador de pequeña capacidad acoplado a la flecha del generador síncrono al que se alimentara, donde el campo del generador pequeño se encuentra en el estator y la armadura se encuentra montada en el eje del rotor.

La salida trifásica del generador excitador, se rectifica a corriente directa por medio de un circuito rectificador que se encuentra montado en el eje del generador y posteriormente se conecta al campo del generador síncrono. El control de excitación se realiza controlando la pequeña corriente de excitación del generador excitador [Chapman, 2005].



### 2.2.1 Velocidad de rotación

En los generadores síncronos la frecuencia eléctrica esta sincronizada con la velocidad de rotación del generador. El rotor de un generador consta de un devanado al cual se le suministra energía de CD.

La expresión matemática que relaciona la frecuencia eléctrica con la velocidad mecánica del devanado de campo, está dada en la ecuación (2.1)

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (2.1)$$

Donde:  $f_e$  = frecuencia eléctrica en Hertz (Hz).

$N_m$  = velocidad mecánica del devanado de campo en RPM.

$P$  = número de polos.

La energía eléctrica se genera a 60 o 50 Hz, por lo que el rotor del generador síncrono debe de girar a una velocidad constante dependiendo el número de polos [Chapman, 2005].

### 2.2.2 Circuito equivalente en estado permanente.

El voltaje  $E_{Estator}$  tiene un ángulo de  $90^\circ$  atrás del plano de corriente máxima  $I_A$ ; por otro lado, el voltaje  $E_{Estator}$  es directamente proporcional a la corriente  $I_A$ . La  $X$  es una reactancia, entonces el voltaje de reacción del inducido se puede expresar mediante la ecuación (2.2).

$$E_{Estator} = -jXI_A \quad (2.2)$$

Por lo tanto el voltaje en una fase se encuentra regido por la ecuación (2.3)

$$V_\phi = E_A - jXI_A \quad (2.3)$$

De la ecuación 2.3, se puede modelar el voltaje de reacción de inducido como un inductor en serie con un voltaje interno generado.

Además de los efectos de la reacción del inducido, las bobinas del estator tienen un auto inductancia y una resistencia. Llamando  $L_A$  a la auto inductancia del estator (se llama  $X_A$  a su reactancia correspondiente), mientras que a la resistencia del estator se le llama  $R_A$ , entonces la diferencia total entre  $E_A$  y  $V_\phi$  está dada por la ecuación (2.4).

$$V_\phi = E_A - jXI_A - jX_A I_A - R_A I_A \quad (2.4)$$

Todos los efectos de la reacción del inducido como la auto inductancia en los generadores síncronos, se representan por medio de reactancias y se acostumbra combinarlas en una sola, llamada reactancia síncrona del generador, la cual se muestra en la ecuación (2.5).

$$X_S = X + X_A \quad (2.5)$$

Por lo tanto la ecuación final que describe  $V_\phi$  es la (2.6).

$$V_\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad (2.6)$$

En la figura 2.1, se observa el circuito equivalente de un generador trifásico, el cual es excitado por una fuente de potencia de CD en el devanado de campo del generador denominado por  $R_F$  y  $L_F$ , por otro lado, la resistencia ajustable conectada en serie con el devanado de campo, sirve para controlar el flujo de corriente y controlar el voltaje en terminales del generador.

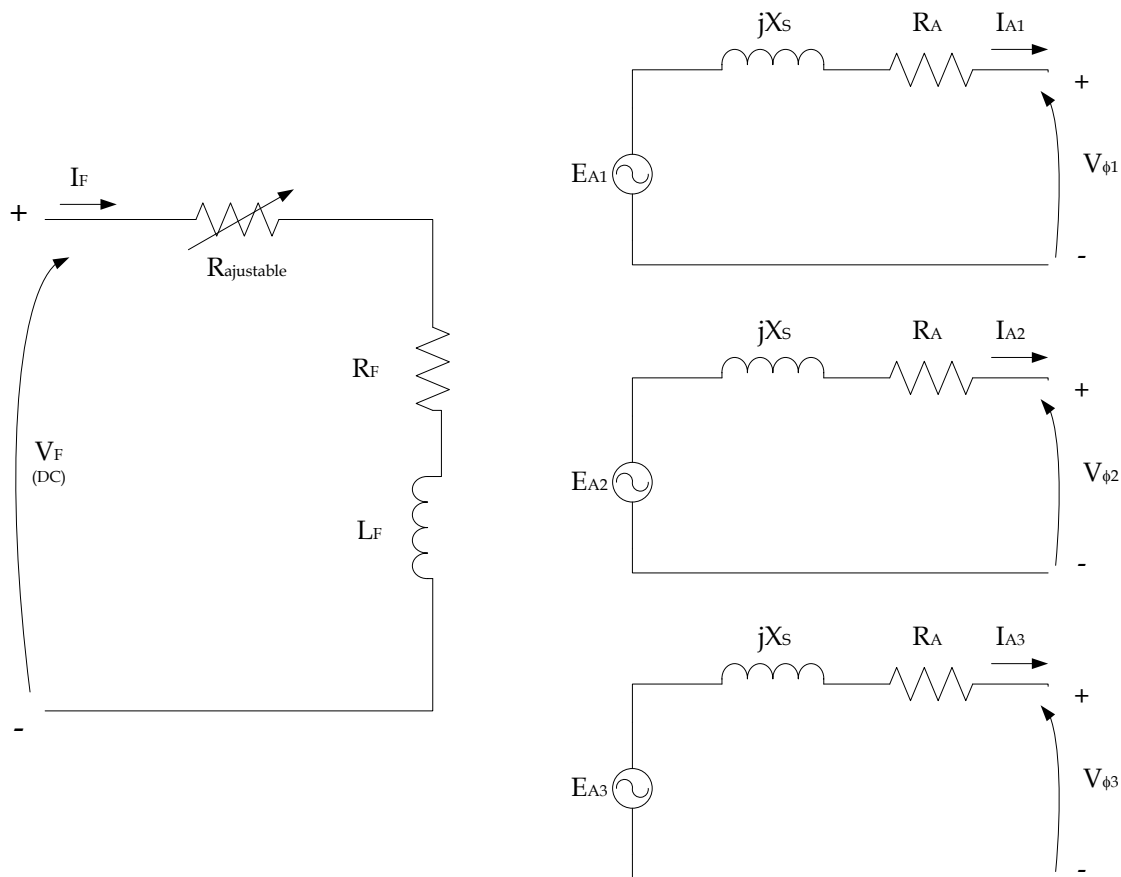


Figura 2.1 Circuito equivalente de un generador síncrono [Chapman, 2005].

Todas las fases tienen los mismos parámetros y son idénticos, además las tres fases están separadas  $120^\circ$  eléctricos.

### 2.2.3 Conexiones en los generadores síncronos

Del esquema básico de un circuito equivalente de un generador síncrono es como el que se muestra en la figura 2.1, se pueden conectar los devanados básicamente de dos formas: conexión en estrella y en delta.

La conexión en estrella se muestra en la figura 2.2, se caracteriza por tener un punto neutro, donde se puede usar una impedancia de aterrizamiento con el objeto de limitar las corrientes de cortocircuito a tierra; en la actualidad esta forma de conexión es la que más se usa en los generadores síncronos.

En esta conexión, el voltaje de las terminales  $V_T$  está relacionado con el voltaje de fase por medio de la ecuación (2.7).

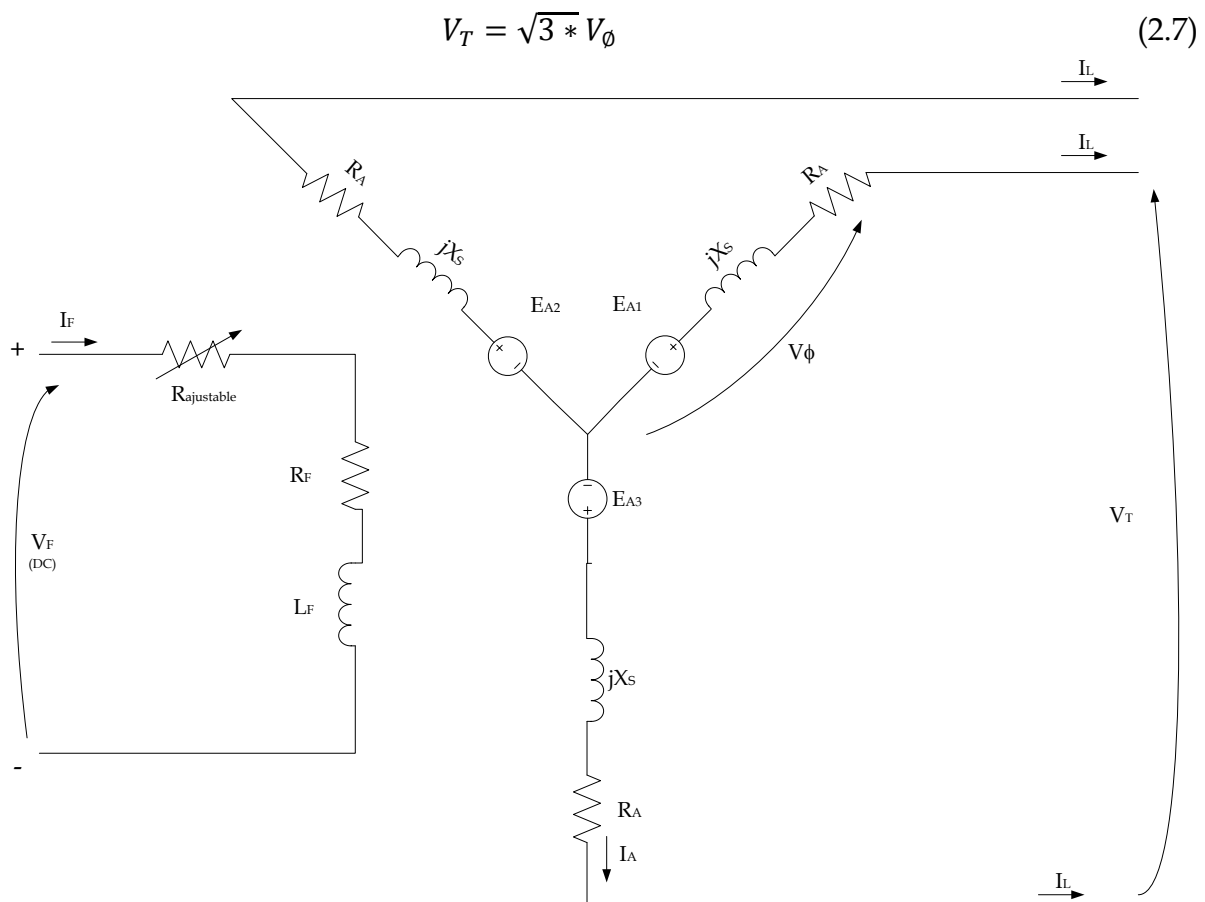


Figura 2.2 Conexión estrella de los devanados de un generador síncrono [Chapman, 2005].

La otra conexión básica de los generadores es en configuración delta, donde la unión de las fuentes monofásicas de voltaje difiere en relación a la conexión en estrella, la conexión delta en la práctica casi no se usa a excepción de generadores de baja capacidad donde se pueda configurar este tipo de conexión.

## 2.3 MODELO DE GENERADORES

Los generadores síncronos pueden ser modelados tan detalladamente como sea posible, esto incluye una representación apropiada de la dinámica del circuito de campo, de los circuitos de barras de amortiguamiento del rotor y del sistema de excitación.

Una de las principales restricciones en la elección del modelo de generador síncrono, es la disponibilidad de los parámetros. Los modelos descritos en las siguientes secciones, son en general adecuados para estudios de estabilidad transitoria, en los que el sistema tiene desviaciones pequeñas de la frecuencia a 60Hz, debido a que reproducen correctamente el comportamiento dinámico del generador síncrono en este rango de frecuencias [Trinidad, 2010]. Este modelo utiliza la transformación de Park la cual se representa en la figura 2.3.

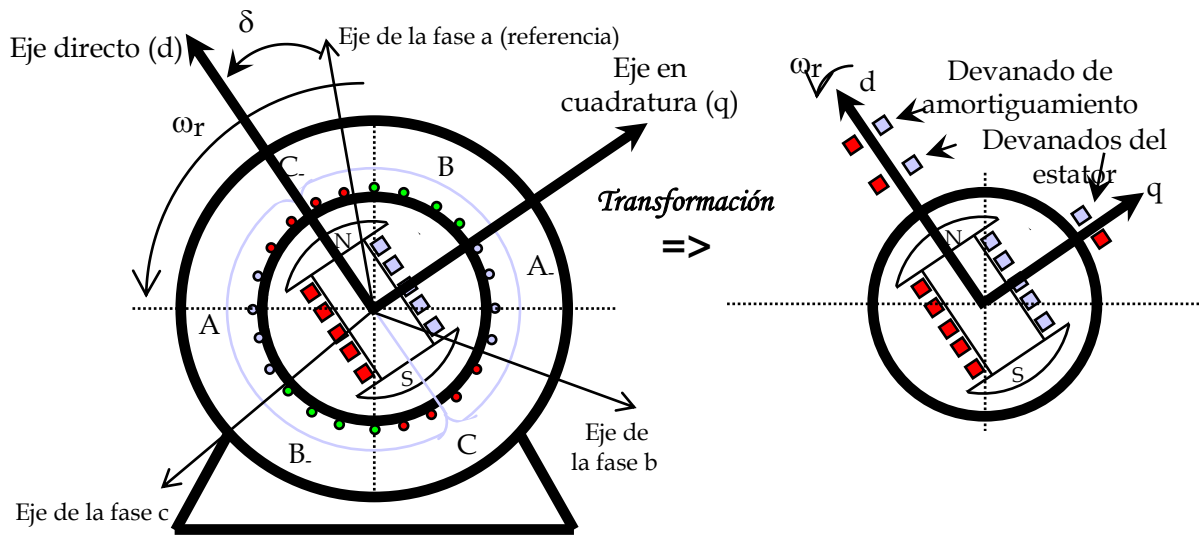


Figura 2.3. Transformación de Park aplicada al modelo de la máquina síncrona para transformar los devanados del estator en las fases a, b y c en dos conjuntos de devanados ortogonales [Trinidad, 2010].

### 2.3.1 Modelo de generadores síncronos de polos salientes

Los generadores de polos salientes con rotores laminados están contruidos generalmente con barras amortiguadoras de aleación de cobre localizadas en las caras polares. Dichas barras están conectadas frecuentemente con anillos continuos y así forman un circuito amortiguador tipo jaula de ardilla que es efectivo en ambos ejes,

directo y de cuadratura. El circuito de amortiguamiento en cada eje puede ser representado efectivamente por un circuito, por lo que el generador síncrono mostrado en la figura 2.3 puede ser representado por el modelo ilustrado en la figura 2.4. Este modelo está expresado en términos de los parámetros utilizados en el modelo de Park del generador y es recomendado para la mayoría de los generadores síncronos de polos salientes. Los datos de placa proporcionados por los fabricantes están usualmente basados en la estructura del modelo de la figura 2.3 [Trinidad, 2010].

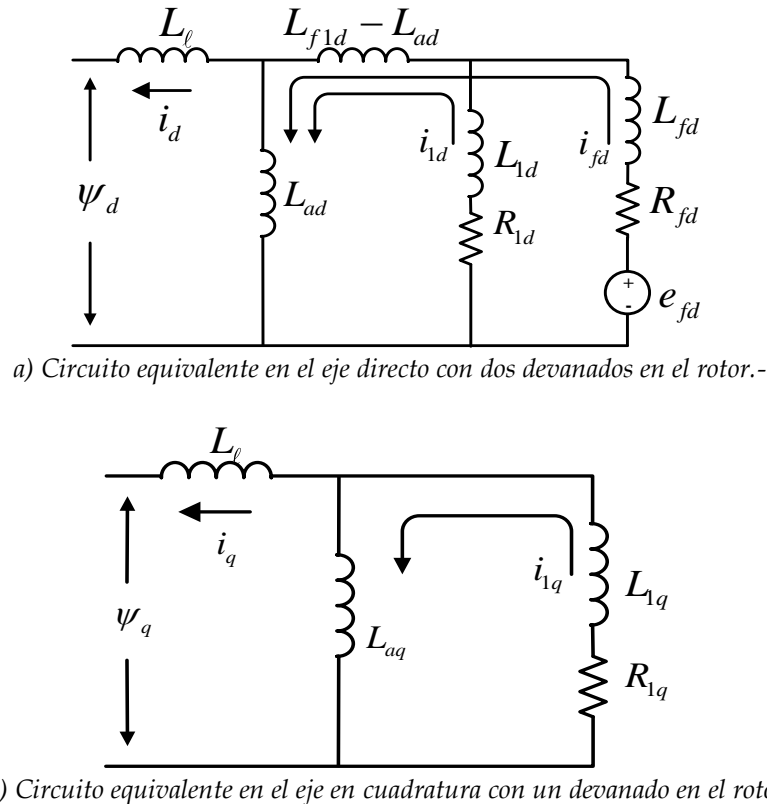


Figura 2.4. Estructura del circuito equivalente del modelo de la figura 2.3 en los ejes directo y en cuadratura para representar máquinas síncronas de polos salientes [Kundur, 1994 ].

### 2.3.2 Modelo de generadores síncronos de polos lisos

En generadores de polos lisos, las ranuras están presentes en una parte de la circunferencia para acomodar el devanado de campo. Las partes superiores de estas ranuras contienen cuñas para la retención mecánica de los devanados. Estas cuñas están hechas generalmente de un metal no magnético y pueden ser segmentadas o de longitud completa. En muchas construcciones, se coloca un anillo conductor bajo el anillo de retención del devanado de campo, con tiras que se extienden por debajo de

los extremos de las cuñas que es usado para mejorar la conducción en esos puntos de conexión.

En los circuitos equivalentes de las figuras 2.4 y 2.5 se utilizan letras "L" para denotar a las reactancias del generador. Esto se debe a que, en p.u., las inductancias y reactancias del generador son equivalentes.

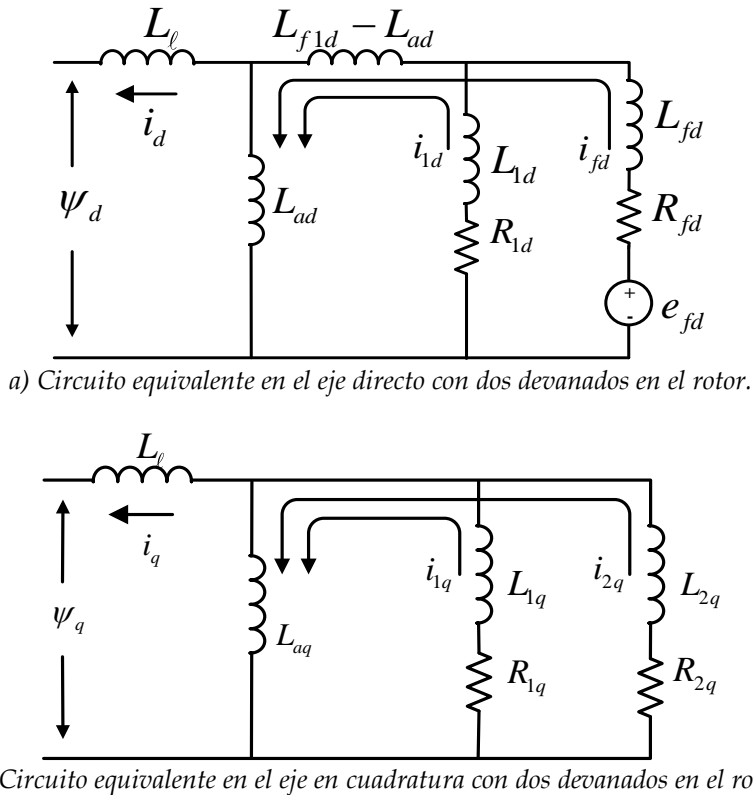


Figura 2.5 Estructura del circuito equivalente del modelo de la figura 2.3 en los ejes directo y en cuadratura para representar máquinas síncronas de polos lisos [Kundur, 1994].

### 2.3.3 Parámetros estándar del modelo dinámico de generadores síncronos

El estudio de los fenómenos transitorios en un generador síncrono como es el caso de cortocircuito se ha dividido el tiempo de interés en tres diferentes períodos debido a que, después de que ocurre el disturbio, se inducen corrientes en los circuitos del rotor que no decaen al mismo tiempo. Estos periodos de tiempo son llamados: subtransitorio, transitorio y sostenido o permanente. La figura 2.6 muestra las corrientes de cortocircuito en el estator y su descomposición en diferentes componentes que decaen en períodos distintos de tiempo para un cortocircuito repentino aplicado a un generador síncrono funcionando en vacío.

Las características de interés del generador síncrono son las reactancias efectivas vistas desde las terminales del generador asociadas con las corrientes de frecuencia fundamental en condiciones subtransitoria, transitoria y sostenida. Junto con estas inductancias, las correspondientes constantes de tiempo, las cuales determinan el grado de decaimiento de las corrientes, forman el conjunto de parámetros estándar utilizados para especificar las características eléctricas del generador.

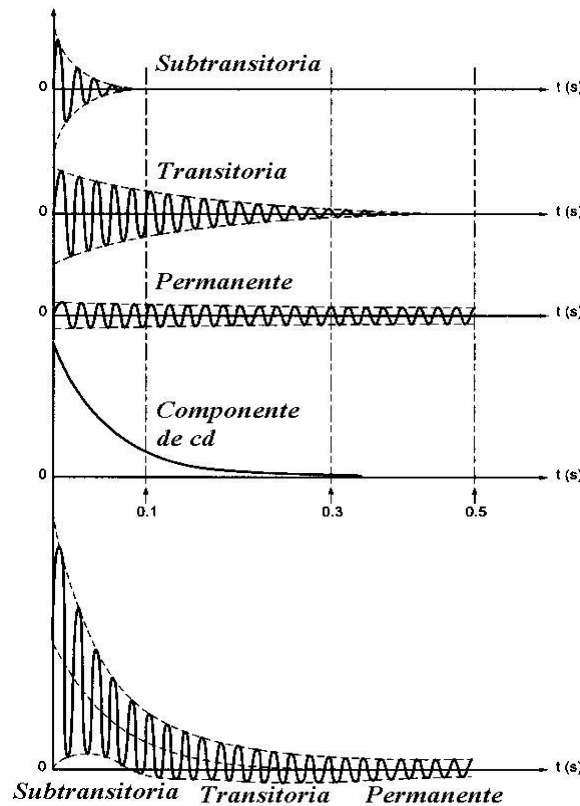


Figura 2.6. Componentes temporales de la corriente de cortocircuito de la máquina síncrona en vacío [Metz-Noblat, 2000].

En el caso de las protecciones eléctricas las reactancias son de suma importancia, ya que con estas se determina el valor de cortocircuito y mediante este valor se puede determinar los ajustes de las protecciones basadas en el nivel de cortocircuito.

### 2.3.4 Modelo de generadores síncrono utilizado en las simulaciones digitales en tiempo real

El modelo de generador síncrono usado en este trabajo fue tomado de *Simulink*<sup>®</sup> de Matlab<sup>®</sup>, donde se utiliza el modelo simple de un generador síncrono que considera características eléctricas y mecánicas.

Las características eléctricas para cada fase del modelo del generador síncrono consiste de una fuente de voltaje en serie con una impedancia  $R$ - $L$  en valores en pu, en este caso se modela la impedancia subtransitoria del generador síncrono en serie y despreciando la resistencia  $R_A$ .

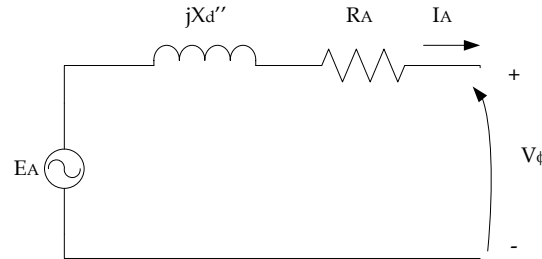


Figura 2.7. Circuito equivalente del generador síncrono [Metz-Noblat, 2000].

Las características mecánicas del modelo se representan por la ecuación de oscilación descrita en la ecuación 2.8

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - Kd\Delta\omega(t) \quad (2.8)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 \quad (2.9)$$

Donde:

$\Delta\omega$ = Variación de la velocidad con respecto a la velocidad de operación.

$H$ = Constante de inercia.

$T_m$ = Par mecánico.

$T_e$ = Par electromagnético.

$Kd$ = Factor de amortiguamiento que representa los efectos de los devanados amortiguadores.

$\omega(t)$ = Velocidad mecánica del rotor.

$\omega_0$ = Velocidad de operación.

La ecuación de oscilación que modela el movimiento del rotor del generador síncrono se muestra en la figura 2.8.



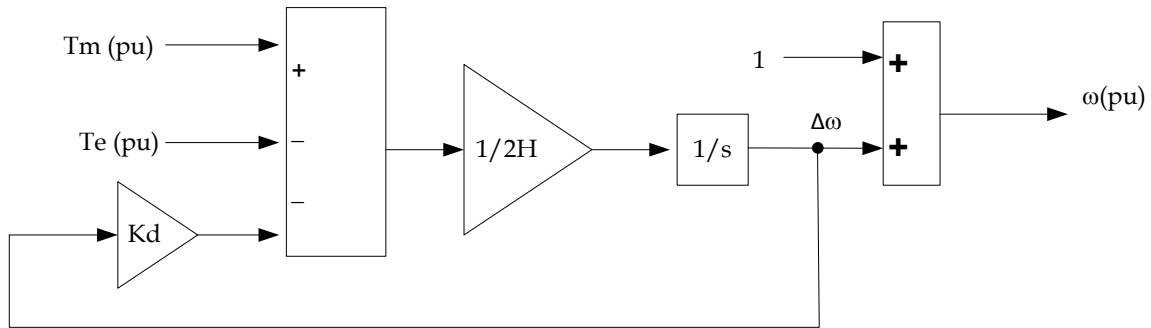


Figura 2.8 Ecuación de oscilación del modelo de generador síncrono en Simulink [Matlab®, 2011].

El coeficiente de amortiguamiento  $K_d$  simula el efecto de los devanados amortiguadores que normalmente se usan en el generador síncrono y puede ser calculado con la expresión 2.10. Cuando el generador síncrono es conectado a una red infinita, la variación del ángulo delta del generador ( $\delta$ ) es provocado por un cambio de energía mecánica ( $P_m$ ) esta relación puede ser aproximada con la ecuación 2.11

$$K_d = 4\zeta \sqrt{\omega_s H \frac{P_{max}}{2}} \quad (2.10)$$

$$\delta/P_m = (\omega_s/2H)/(s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2) \quad (2.11)$$

Donde:

- $\delta =$  Ángulo entre el voltaje interno y el voltaje en las terminales del generador síncrono en radianes.
- $P_m =$  Potencia mecánica en pu.
- $\omega_n =$  Frecuencia de las oscilaciones electromecánicas.
- $\zeta =$  Relación de amortiguamiento.
- $\omega_s =$  Frecuencia eléctrica en rad/s.
- $P_{max} =$  Potencia máxima in pu transmitida a través de la reactancia X del voltaje en terminales y el voltaje interno.
- $H =$  Constante de Inercia.
- $K_d =$  Factor de amortiguamiento.

# CAPÍTULO 3

## PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADORES SÍNCRONOS

### 3.1 INTRODUCCIÓN

El generador eléctrico es uno de los elementos más caros e importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, por tal motivo para poder garantizar la integridad del propio generador la operación de los esquemas de protección deben de ser lo suficientemente rápidos y eficientes.

Con tecnologías convencionales, cada tipo de falla tenía un relevador de protección especial; por consiguiente, la protección de grandes generadores en algunos casos necesitaba de 10 a 20 equipos de protección, dependiendo del tamaño de la planta y los requerimientos [Ziegler, 2005].

Respecto a la tecnología numérica, estas funciones pueden ser integradas en un solo dispositivo; en la figura 3.1 se muestra de manera general las principales protecciones que se usan en una planta de generación eléctrica, en esta figura se observan dos grupos de protección, el grupo de protección 1 ( GP1) el cual tiene diferentes funciones de protección y el grupo de protección 2 (GP2) el cual integra otras funciones de protección y las protecciones de respaldo, que operan en caso de que las protecciones que se alojan en el GP1 no operen.

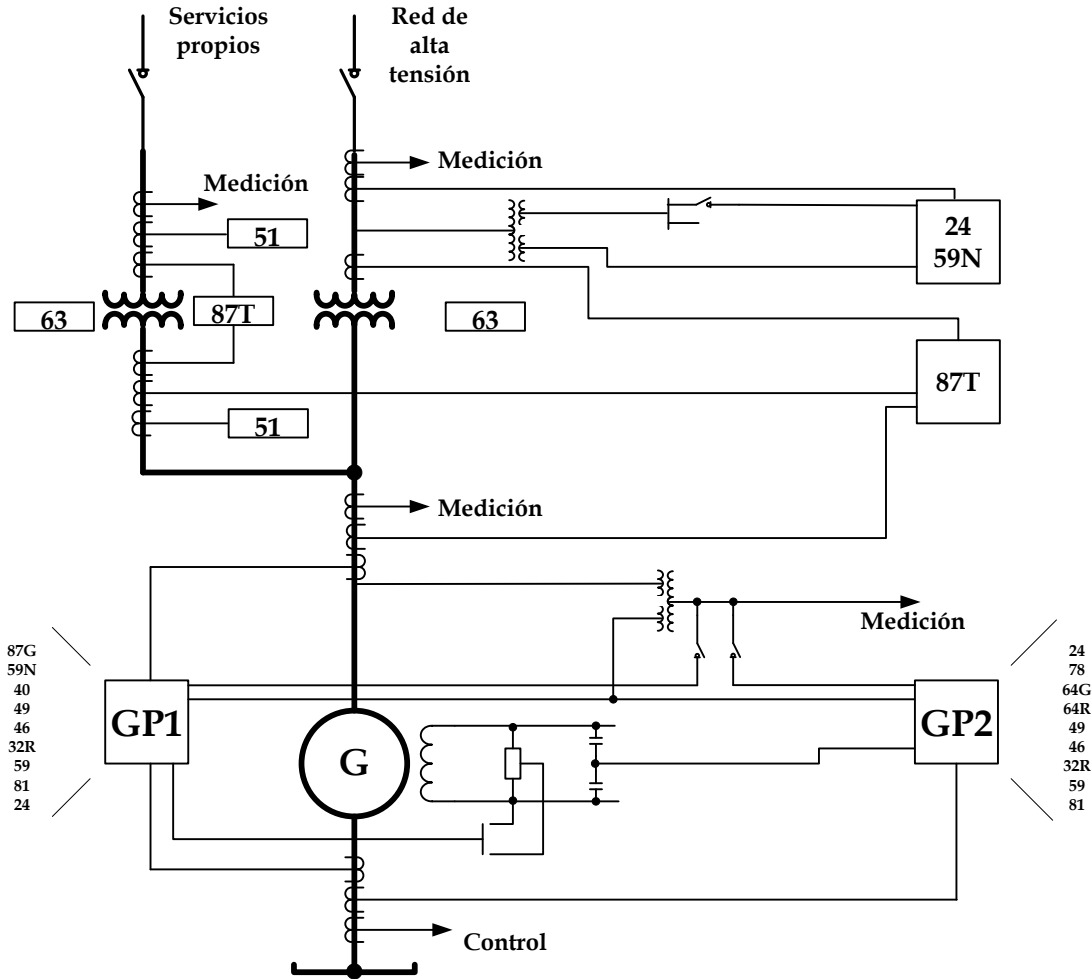


Figura 3.1 Principales funciones de protección en una planta generadora [Ziegler, 2005].

La protección diferencial en el generador síncrono ante eventos de cortocircuito interno, es la protección más usada.

En generadores con capacidades mayores de 1 MVA, la protección diferencial algunas veces se utiliza para mitigar fallas. Respecto a los generadores con capacidades superiores a 5 MVA, la protección diferencial siempre es empleada. En generadores con una baja impedancia en neutro, o una conexión directa a tierra; las fallas de línea a tierra también son protegidas hasta cierto punto. En generadores con alta impedancia a tierra, una protección de fallas a tierra se debe aplicar por separado [Ziegler, 2005].

### 3.2 EVOLUCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PROTECCIÓN DE SEP

Los dispositivos de protección de sistemas eléctricos de potencia han cambiado conforme a las necesidades que han surgido y a los avances tecnológicos.

Los relevadores comenzaron a funcionar con dispositivos electromecánicos, los cuales basaban su funcionamiento por medio de bobinas que eran energizadas con las señales de voltaje y/o corriente provenientes de los transformadores de instrumento [Elmore, 2004].

Al energizar la bobina de operación se genera un par electromagnético que originaba una señal de disparo de interruptor.

Esta tecnología de protección fue muy útil, sin embargo presentaba algunas deficiencias como precisión en el ajuste y tiempo de operación largo respecto a la tecnología actual, en la figura 3.2 se muestra un relevador electromecánico.

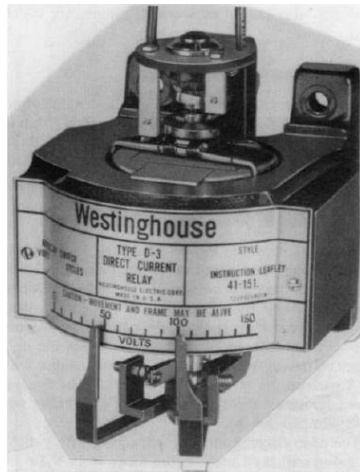


Figura 3.2 Relevador electromecánico Westinghouse [Elmore, 2004].

Posteriormente a los relevadores electromecánicos surgen los relevadores con tecnología de estado sólido y digitales.

Los relevadores de estado sólido trabajan con componentes semiconductores como diodos, transistores y tiristores, además manejan señales analógicas, mientras que los relevadores digitales incorporan dispositivos lógicos como compuertas, amplificadores operacionales y circuitos integrados, además su funcionamiento lo realizan con un lenguaje binario [Elmore, 2004].

Estas tecnologías de estado sólido y digital, brinda mayor rapidez y eficiencia en los relevadores de protección.

Actualmente se usan relevadores numéricos, lo cuales tienen una arquitectura más compleja que las tecnologías antiguas.

Los relevadores numéricos también tienen la característica que pueden tener varias funciones de protección integradas en un solo módulo, pueden ser vinculados con

otros equipos de protección y tienen canales de comunicación para poder ser conectados vía PC o incluso por fibra óptica [Elmore, 2004].

La arquitectura de un relevador numérico se muestra en la figura 3.3 donde se observa el proceso que tienen las señales analógicas provenientes de los transformadores de instrumento.

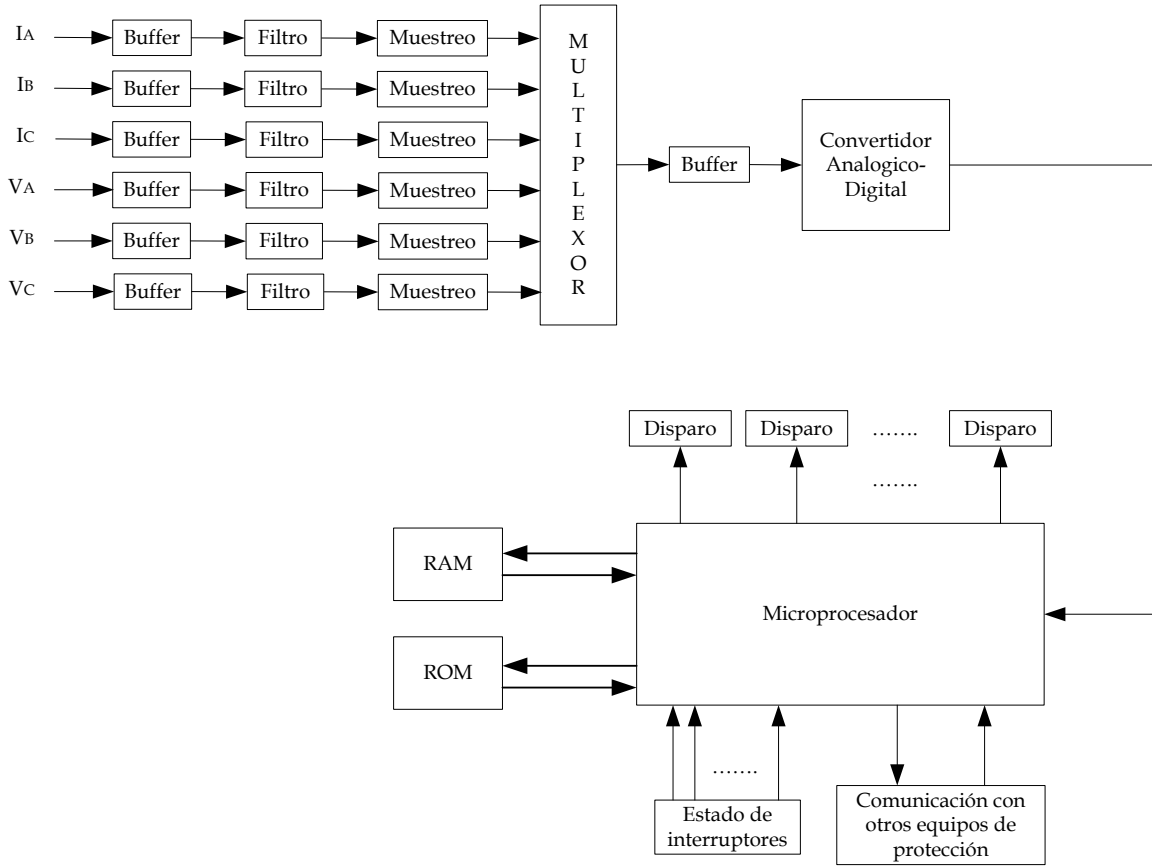


Figura 3.3 Diagrama a bloques de la arquitectura básica de un relevador numérico [Elmore, 2004].

La función del diagrama a bloques de la figura 3.3 es obtener las señales analógicas de corrientes y voltaje provenientes de los *TC* y *TP* respectivamente, para adecuarlos y el microprocesador pueda usar dichas señales en los algoritmos de protección.

Al recibir señales de corriente y voltaje en el orden de 5 Amperes y 127 Volts respectivamente, estas señales se deben reducir y en el caso de la señal de corriente se debe generar una señal de voltaje equivalente; para poder reducir las señales se hace uso de transformadores auxiliares los cuales reducirán las magnitudes a miliVolts; posteriormente estas pequeñas señales de voltaje se filtran para eliminar las componentes de alta frecuencia y ruido.

Una vez que las señales son escaladas y filtradas, entran a una etapa de muestreo y retención para poderlas enviar a un convertidor analógico-digital.

El microprocesador contiene una serie de instrucciones que sirven para procesar las señales digitales provenientes del convertidor analógico-digital, entre las instrucciones que contiene el microprocesador se encuentran los algoritmos de protección, filtros digitales y algoritmos de obtención de fasores.

En la figura 3.3 se observa que el microprocesador está conectado con memorias que realizan diferentes funciones, básicamente hay tres tipos de memoria. La memoria ROM (Read-Only Memory) que tiene por función almacenar el programa. La memoria RAM (Random Access Memory) permite el almacenamiento temporal de información que es requerida por los procesos de cómputo y registros de datos falla. La EEPROM (memoria electrónicamente programable y borrable de sólo lectura) almacena la configuración de retransmisión e información vital. El procesador se comunica con estos elementos de memoria a través de sus datos, dirección y líneas de control.

Existen canales auxiliares que sirven para mandar los disparos a los interruptores, recibir el estado de los interruptores e incluso tener una comunicación con otros dispositivos de protección vía remota.

### 3.3 PRINCIPIO BÁSICO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

El principio fundamental de la protección diferencial, es comparar las mediciones respecto a magnitud y fase. Esto es posible mediante una comparación directa de valores instantáneos o por la equiparación de fasores. En cada caso la medición está basada en las leyes de Kirchhoff, que establecen que la suma fasorial de las corrientes que entran o salen de un nodo debe ser igual a cero en cualquier punto en el tiempo. La convención que se usa en este contexto, es que la corriente que fluye en dirección a la zona protegida es positiva, mientras que las corrientes que salen de la zona protegida son negativas [Ziegler, 2005].

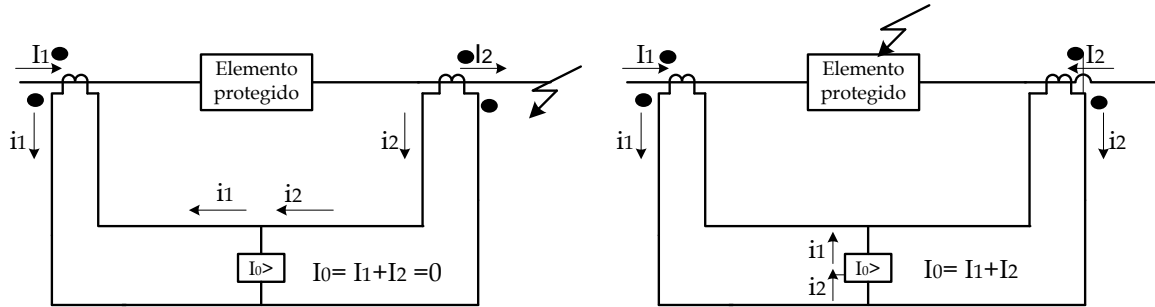
La forma más simple de una protección diferencial, está dada por un relevador instantáneo tal y como se señala en la figura 3.4. La dirección de la corriente está hacia el lado derecho ó hacia la falla que se encuentra fuera de la zona de protección, este evento se manifiesta en la figura 3.4a. Por otro lado, asumiendo que los transformadores de corriente son ideales, las corrientes  $I_1$  e  $I_2$  serán idénticas y la corriente de operación del relevador será cero, esta condición está dada por las ecuaciones (3.2) y (3.3) [Reimert, 2006].

$$I_0 = I_1 + I_2 \quad (3.1)$$

Si  $I_0 = 0$ , entonces

$$0 = I_1 + I_2 \quad (3.2)$$

$$-I_1 = I_2 \quad (3.3)$$



a) Falla fuera de la zona de protección

b) Falla dentro de la zona de protección

Figura 3.4 Principio de protección diferencial.

Al presentarse una falla en la zona de protección del esquema diferencial, como se muestra en la figura 3.4b, la corriente en un transformador de corriente (TC) será en sentido opuesto y la corriente de operación del relevador o corriente diferencial, es la corriente de la falla reproducida en los secundarios de los TC, dado por la expresión (3.1).

### 3.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE PORCENTAJE (ESTABILIZADA)

La protección diferencial opera cuando existe un desbalance entre las corrientes de los extremos del objeto protegido y actúa cuando supera un umbral de corriente definido. En la práctica, una parte de la corriente diferencial puede generarse debido a errores de transformación de los TC, este punto debe ser considerado para tener un buen desempeño en la protección diferencial.

En el rango lineal de los transformadores, este error es proporcional a la corriente a través del TC. En el caso de presentarse grandes fallas, la saturación del TC puede aparecer causando un rápido incremento de la corriente diferencial falsa.

Adicionalmente, los cambiadores de derivaciones en el devanado de los transformadores de corriente pueden causar una corriente falsa, debido a la modificación de la relación de transformación.

La figura 3.5, presenta la corriente diferencial medida para un relevador, relacionada con eventos durante la carga o fallas externas, donde se observa que el error de magnetización de TC es constante, por otro lado, errores debido a desajustes de relación transformación, mala selección de *tap* de TC y presencia de saturación en el TC se incrementan cuando la corriente en el primario del TC aumenta.

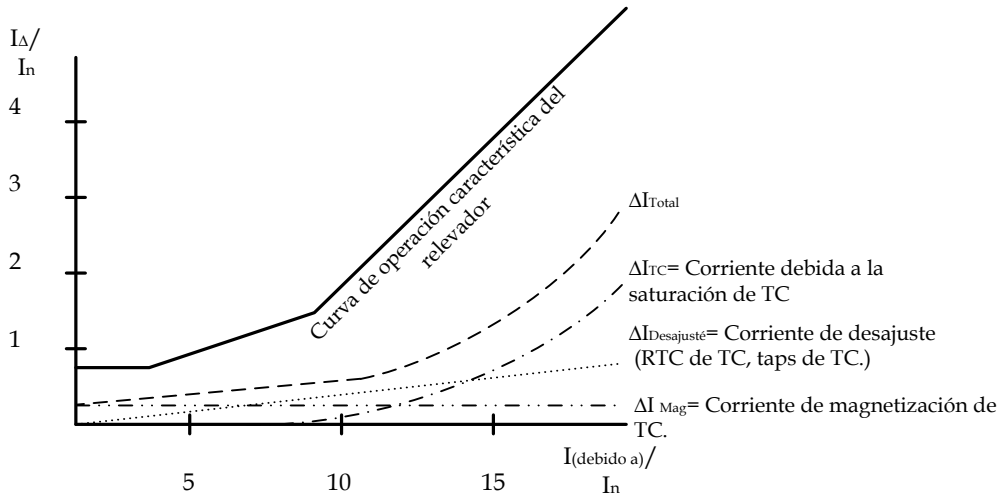


Figura 3.5 Corriente falsa durante carga y fallas externas con curva del relevador [Ziegler, 2005].

La corriente diferencial total que se muestra en la figura 3.5 está dada por la ecuación (3.4).

$$\Delta I_{Total} = \Delta I_{TC} + \Delta I_{Desajuste} + \Delta I_{Mag} \quad (3.4)$$

Es evidente que el umbral en la curva del relevador, debe incrementarse cuando la corriente aumenta para poder tener seguridad en la operación ante cambios súbitos de corrientes. Esto se traduce en alta sensibilidad durante la carga y pequeñas fallas, mientras que al mismo tiempo proporciona mayor estabilidad frente a una operación normal con grandes corrientes donde la saturación del TC está presente.

La estabilización fue dada por la señal  $I_{RES} = K_1 \cdot (I_1 - I_2)$  que corresponde a la suma de las corrientes que provienen de los TC. En este sentido, la convención de polaridad de las corrientes debe de estar bien definida, se designan como positivas las corrientes que entran al objeto protegido. El funcionamiento se ve afectado por la diferencia de corrientes de los TC  $I_{OP} = K_2 \cdot (I_1 + I_2)$ . Esto se muestra en la tabla 3.1 siguiente.



Tabla 3.1 Resultados de las corrientes de restricción y operación ante diferentes estados de operación. [Ziegler, 2005].

| ESTADO   | $\underline{I}_{RES}$                                     | $\underline{I}_{OP}$                                     |
|--|---|--|
| Falla externa                                      | $\underline{I}_{RES} = 2 \cdot K_1 \cdot \underline{I}_F$ | $\underline{I}_{OP} = 0$                                 |
| Falla interna con contribución en una terminal     | $\underline{I}_{RES} = K_1 \cdot \underline{I}_F$         | $\underline{I}_{OP} = K_2 \cdot \underline{I}_F$         |
| Falla interna con contribución en ambas terminales | $\underline{I}_{RES} = 0$                                 | $\underline{I}_{OP} = 2 \cdot K_2 \cdot \underline{I}_F$ |

El criterio de pick-up es:

$$\underline{I}_{OP} > \underline{I}_{RES} \quad \text{por lo tanto} \quad K_2 \cdot |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| > K_1 \cdot |\underline{I}_1 - \underline{I}_2| \quad (3.5)$$

En relevadores electromecánicos, un resorte de restricción se puede manipular en el relevador, para tener un umbral mínimo de disparo (pick up) llamado  $B$  en la ecuación 3.6.

La principal ecuación para una protección diferencial estabilizada entonces está dada por:

$$|\underline{I}_1 + \underline{I}_2| > k \cdot |\underline{I}_1 - \underline{I}_2| + B \quad (3.6)$$

Donde  $k = K_2/K_1$

En dispositivos de protección recientes, el umbral de  $B$  no es incorporado en el lado de restricción, pero se presenta como un valor de ajuste por separado  $\underline{I}_{OP} > B$ . Como resultado de la característica de estabilización  $\underline{I}_{OP} > k \cdot \underline{I}_{RES}$  no es desplazada por el valor inicial de  $B$ . Con esto se logra una mayor sensibilidad ante corrientes pequeñas. El principio de medición también se aplica a objetos con más de dos terminales como buses y transformadores. Así la sumatoria de las magnitudes de las corrientes maneja como corriente de restricción (3.7) y la magnitud de la suma de las corrientes se define como corriente de operación (3.8).

$$\underline{I}_{RES} = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| \quad (3.7)$$

$$\underline{I}_{OP} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| \quad (3.8)$$

Las condiciones que se usan como criterio de disparo son:

$$\underline{I}_{OP} > k \cdot \underline{I}_{RES} \quad \text{Y} \quad \underline{I}_{OP} > B \quad (3.9)$$

El factor de estabilización  $k$  (% de estabilización /100), que representa la pendiente característica de estabilización, se puede ajustar en un rango de  $k=0.3$  a  $0.8$ , dependiendo de la aplicación y la capacidad de los transformadores de corriente. El umbral de  $B$  se puede adaptar a un 10 % de la corriente nominal de un generador para la protección de generador, o un 130% de la máxima corriente de un alimentador para una protección típica de bus [Ziegler, 2005].

En el caso de una falla externa, la corriente de operación  $I_{OP}$  debe ser cero, por lo tanto los vectores de corriente deben de ser igual a cero. La corriente de restricción corresponde a la suma de las magnitudes de las corrientes.

Para el caso de una falla interna, la corriente de operación es el resultado de la suma de los vectores de las corrientes.

### 3.5 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

En esta protección existen diferentes representaciones, por lo cual se usará el diagrama escalar o diagrama  $I_{OP}/I_{RES}$ .

La respuesta de la protección diferencial se demuestra por medio del diagrama de corrientes, donde la corriente de operación (corriente diferencial) es colocada en el eje vertical y la corriente de restricción (sumatoria de corrientes) es expuesta en el eje horizontal, como se presenta en la figura 3.6.

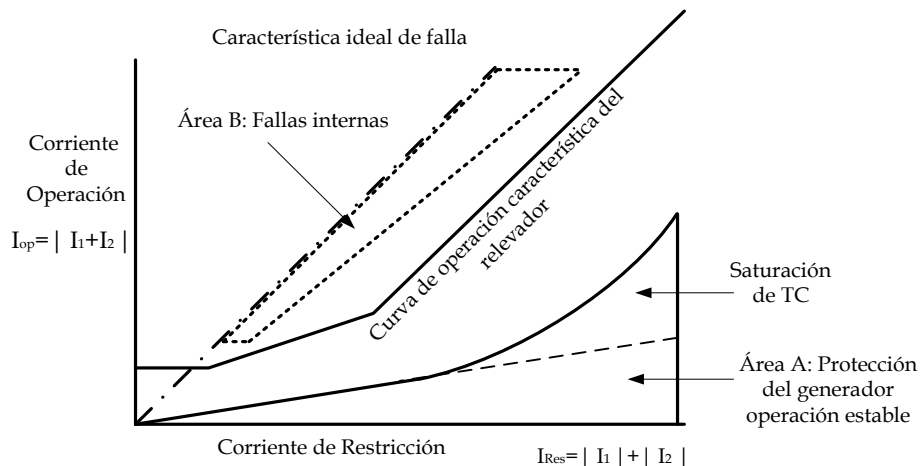


Figura 3.6 Diagrama de operación de una curva de protección diferencial [Ziegler, 2005].

En este caso el elemento protegido es el generador síncrono, por lo que en adelante la protección se plantea en relación al generador síncrono, sin embargo, los principios de la protección pueden ser aplicados a diferentes elementos de un SEP, como transformadores, líneas, motores, etc.

Con respecto a la figura 3.6 se puede apreciar que se pueden distinguir dos estados:

- Generador síncrono protegido en operación estable.

Idealmente la corriente diferencial no está presente; sin embargo, durante la conexión de carga y corrientes de fallas externas la corriente de restricción aumenta sobre el eje horizontal del diagrama. Las corrientes de los TC inexactas y desajustes causados por los cambiadores en derivación de los TC, originan corrientes diferenciales falsas que son proporcionales a la corriente que fluye en el objeto protegido.

Por encima del umbral, dependiendo de las dimensiones del TC, las corrientes de saturación de los TC pueden tomar un lugar en las corrientes diferenciales falsas, las cuales aumentarán rápidamente. El área A, es por lo tanto el rango de protección sana del objeto.

- Cortocircuito en el generador síncrono dentro de los alcances de la protección diferencial.

En este caso existe una condición de falla ideal la cual se ilustra en la figura 3.6. Esta condición de falla se representa por una línea a  $45^\circ$  en el diagrama. Como resultado de la diferencia del ángulo de fase de las corrientes de contribución externas y las corrientes de falla que fluyen a través del elemento protegido, durante una falla interna en el generador la relación de  $I_{OP}/I_{RES}$  puede llegar a ser tomar un valor máximo de 1 pu. En la práctica, las fallas internas pueden aparecer en un rango menor a  $45^\circ$ .

### 3.6 CARACTERÍSTICAS DE LA CURVA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

El rango para el estado de operación normal y operación con falla del elemento protegido, se han definido mediante el uso de zonas.

A través de estas, existe una zona característica del relevador en condiciones de ser el límite entre la operación y el bloqueo.

El principio de operación de las zonas del relevador diferencial se muestra en la figura 3.7, donde existen dos zonas, una llamada zona de operación y la zona de restricción, estas son limitadas por un ajuste llamado corriente de operación ( $I_B$ ).

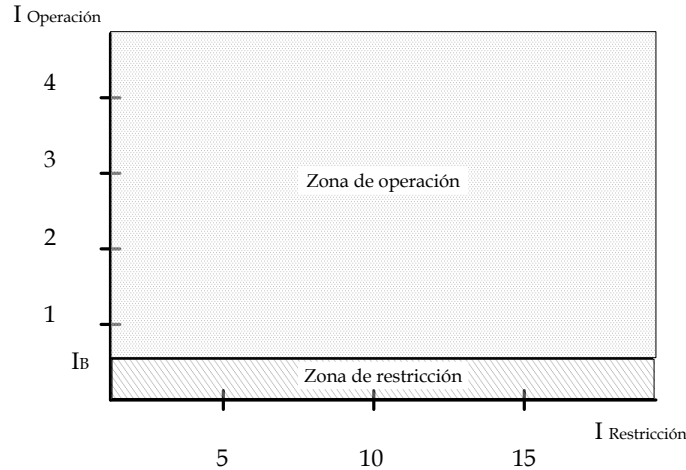


Figura 3.7 Principio de la curva de operación de la protección diferencial.

El principio de operación de la figura 3.7 es obsoleto, debido a que existen factores externos mencionados en el punto 3.4, estos factores afectan el desempeño de la protección diferencial, ocasionando operaciones erróneas.

La curva de operación delimita la zona de restricción y la zona de operación, la zona de restricción es un área donde las respuestas de las corrientes de operación y restricción pueden estar sin generar un disparo indeseado, esta zona está diseñada para poder contrarrestar errores o factores como los que se mencionan en el punto 3.4, la zona de operación es el área que permite mandar el disparo, generalmente al entrar a esta zona el disparo se genera instantáneamente, en algunos relevadores se puede ingresar un retardo.

Para poder tener una buena operación aceptable considerando los factores externos, la curva de operación se modifica incorporando zonas de operación que son limitadas por pendientes.

Los equipos convencionales usualmente tenían una curva que comenzaba de manera plana y posteriormente se modificaba creando una pendiente más pronunciada a partir del umbral designado (pendiente variable); los relevadores numéricos, por lo general pueden usar un vasto número de pendientes diferentes. Por ejemplo, en la figura 3.8 se expone la curva característica de un relevador con 3 zonas, donde la operación del relevador está limitada por las ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12).

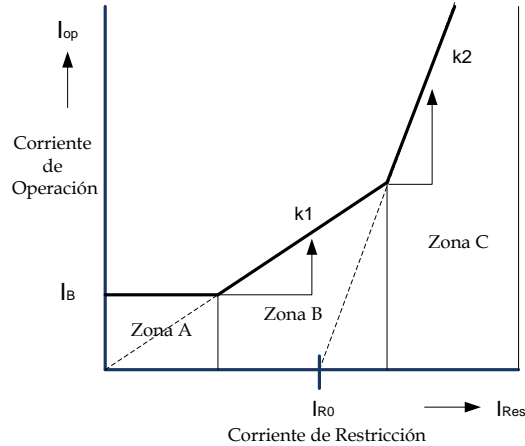


Figura 3.8 Curva característica de un relevador numérico [Ziegler, 2005]..

$$\text{Zona A: } \underline{I}_{OP} > I_B \quad (3.10)$$

$$\text{Zona B: } \underline{I}_{OP} > k_1 \cdot \underline{I}_{RES} \quad (3.11)$$

$$\text{Zona C: } \underline{I}_{OP} > k_2(\underline{I}_{RES} - \underline{I}_{R0}) \quad (3.12)$$

Los parámetros de ajuste para este propósito son:  $I_B, k_1, k_2, \underline{I}_{R0}$ .

### 3.7 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA GENERADORES SÍNCRONOS

Dependiendo del tipo de conexión de los generadores, así como el número de devanados por fase y accesibilidad de las terminales, se pueden implementar diferentes esquemas de protección.

#### 3.7.1 Protección diferencial a tierra

Con una baja impedancia de aterrizamiento en generadores, las fallas desbalanceadas a tierra pueden ser detectadas rápidamente. Una protección diferencial a tierra que compare la corriente en el neutro con la sumatoria de las corrientes en las terminales, es idealmente usada para este propósito.

Este tipo de protección se utiliza comúnmente en generadores de pequeña capacidad, donde los cables de las fases en el punto neutro no están separados; por lo que una protección diferencial de fase no puede ser implementada. En generadores de gran capacidad, se emplea como complemento de la protección diferencial de fase, para tener mayor sensibilidad durante fallas a tierra. De igual manera se aplica en devanados con fallas a tierra en el embobinado, cerca del punto neutro donde las corrientes de falla a tierra son pequeñas.

Con un ajuste de sensibilidad, es permisible realizar el disparo en función de la presencia de un desplazamiento en el voltaje (indicador de falla a tierra). Esta restricción es hecha para prevenir malas operaciones de la protección, ante grandes corrientes de fallas externas y/o saturación desbalanceada en los TC en las terminales del generador causando un error en la sumatoria de las corrientes; la figura 3.9 indica el esquema general de este arreglo.

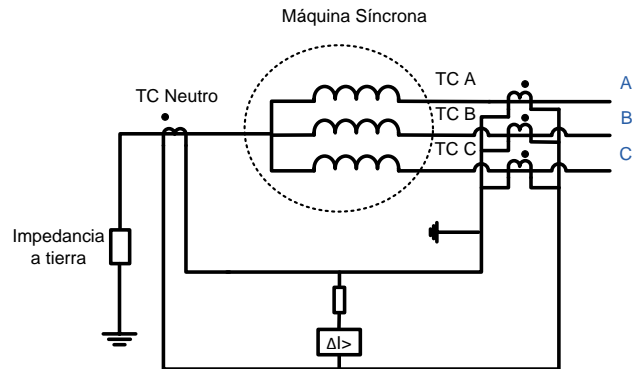


Figura 3.9 Protección diferencial a tierra [Adaptado de ALSTOM, 2011].

El principio de operación se basa en la comparación de corrientes que existen entre la corriente que pasa en el neutro y la sumatoria de las corrientes de fase, un buen ajuste de corriente pick - up se puede seleccionar entre el 5- 10% de la capacidad nominal de corriente del generador síncrono, para poder tener alta sensibilidad y seguridad ante la posible saturación en algún TC de fase.

Una restricción de este tipo de arreglo, es que a menudo el TC usado en el neutro es de diferente relación de transformación a los TC usados en las fases, por lo que en este caso es necesario el uso de un transformador auxiliar que acople las RTC de los TC de fase con el TC de neutro, de esta manera las corrientes del secundario del TC del neutro y las corrientes de los TC de fase podrán ser comparadas.

La principal desventaja que tiene este arreglo es que no puede detectar fallas del tipo balanceadas y que no tengan un punto a tierra, por lo que es obsoleta ante estos casos.

### 3.7.2 Protección diferencial a tierra direccional

Existe un arreglo de protección diferencial a tierra con incorporación de un elemento direccional que sirve para tener una mayor seguridad de operación ante fallas externas.

Las conexiones de este arreglo de protección diferencial son mostradas en la figura 3.9.

El elemento diferencial direccional calcula un valor por la expresión ecuación (3.13) y compara este valor con el ajuste del relevador. El relevador opera si la corriente de secuencia cero ( $I_0$ ) y la corriente de neutro ( $I_n$ ) están en sentido opuesto, esto es en el caso de fallas internas y compara el resultado de la expresión (3.13) con el ajuste del relevador.; cuando las polaridades de ( $I_0$ ) e ( $I_n$ ) son las mismas no opera y se trata de una falla externa, la figura 3.10 muestra el principio de operación de la 87GD.

$$-3I_0 * I_n * \cos(\theta) = I_{operaci\grave{o}n} \quad (3.13)$$

Donde:  $\theta$  es el angulo entre  $I_0$  e  $I_n$

Esta función hace que el relevador sea direccionalmente sensible y proporcione seguridad contra la relación de transformación y la saturación de los TC [Beckwith, 1999].

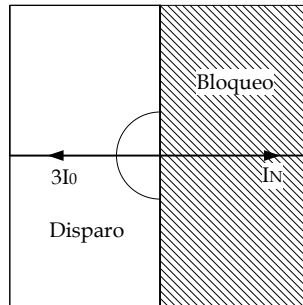


Figura 3.10 Dirección de corrientes de secuencia cero y neutro para disparo de interruptor. [Beckwith, 1999].

### 3.7.3 Protección diferencial auto balanceada

En generadores pequeños que son conectadas mediante un cable, con una protección diferencial segura con alta sensibilidad, se puede implementar esta técnica.

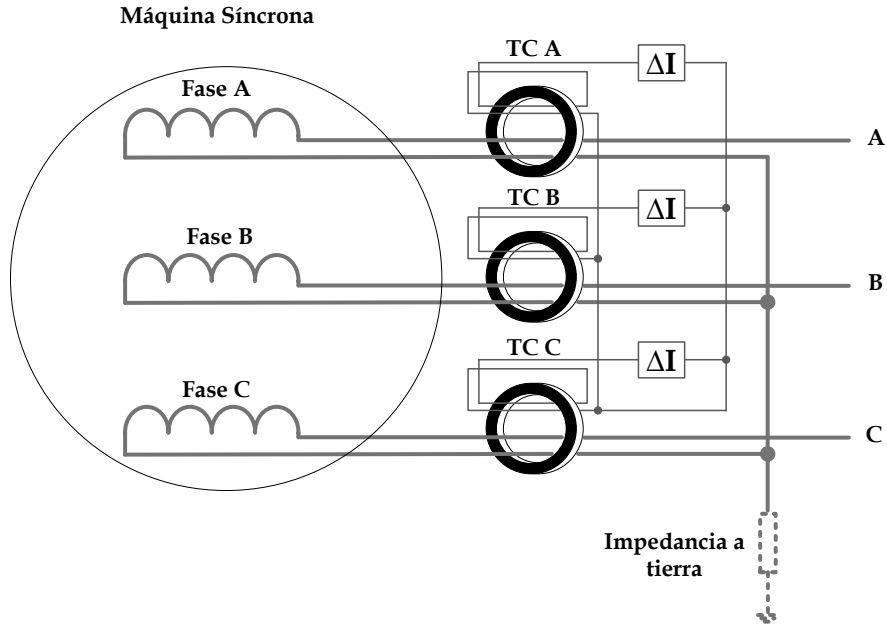


Figura 3.11 Protección diferencial auto balanceada [Sebastián, 2011].

Un prerequisite para esta protección, es que los cables de las tres fases en el punto neutro deben estar disponibles para ser enviados de vuelta a los cables montados en los TC (ver figura 3.11). Durante una operación sin fallas en el generador síncrono, las corrientes se neutralizan en los cables unos a otros en cada TC, de modo que no existe flujo hacia el relevador diferencial. La comparación es altamente precisa y no está sometida a problemas de saturación, debido al autobalance magnético. No se requiere estabilización, por lo cual, un relevador de sobre corriente puede ser usado; la corriente de arranque puede estar en el umbral entre el 2-5% de la capacidad de la corriente del generador síncrono.

### 3.7.4 Protección diferencial de baja impedancia

La protección diferencial de baja impedancia es comúnmente usada en los generadores de gran capacidad debido a la gran sensibilidad que se tiene. En este caso se requiere que las terminales de los devanados del estator se encuentren disponibles en el punto neutro, para poder instalar los transformadores de corrientes debido a que se realiza una comparación de corriente de entrada y salida en cada fase y se mide la corriente diferencial por fase.

El arreglo es usualmente ajustado con una sensibilidad del 10 al 20% de la  $I_N$  del generador, una desventaja que presenta este arreglo, es que cuando se implementa en generadores con una alta impedancia a tierra, la corriente de cortocircuito de una falla a tierra es muy baja, llegando a tener magnitudes incluso por debajo de la corriente nominal del generador dificultando la detección de la falla a la protección diferencial.



Con generadores que cuentan con una baja impedancia a tierra, el desempeño de la protección diferencial de baja impedancia ante cualquier tipo de falla es alto.

En la figura 3.12 se muestra el esquema básico de este arreglo de protección diferencial de baja impedancia.

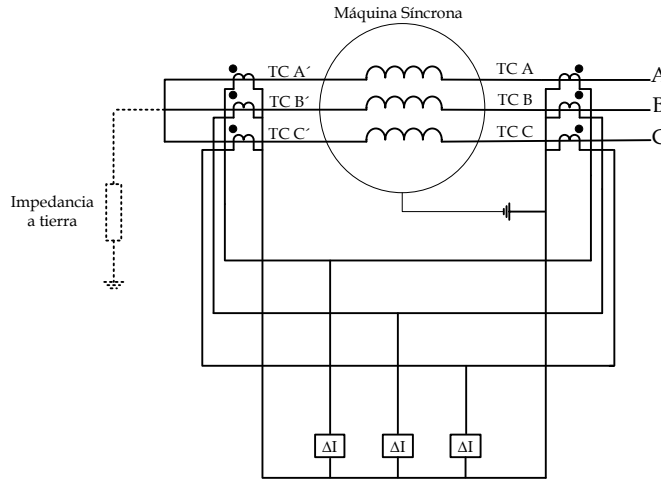


Figura 3.12 Protección diferencial de baja impedancia [Ziegler, 2005].

### 3.7.5 Protección diferencial de alta impedancia

Este esquema emplea un relevador de tensión y responde a la alta tensión generada por la corriente a través de la bobina de operación durante una falla interna [Sebastián, 2011]. La protección del generador síncrono es usualmente ajustado con una sensibilidad del 10% de la  $I_N$ .

Este tipo de protección en la mayoría de los casos requiere TC con núcleo del tipo TPS de la norma IEC 60044-6, o clase X de la "British Standard" BS 3938, con la misma relación de transformación.

En relación a las corrientes muy altas en generadores de gran capacidad, la proximidad en los límites de los TC en diferentes fases, puede causar corrientes desbalanceadas que fluyen en los secundarios de los TC. Estas corrientes generan una tensión, la cual debe ser menor que la sensibilidad mínima del relevador diferencial usado [Sebastián, 2011].

Una particularidad, es que se debe tener bien definida la máxima corriente de cortocircuito, para poder determinar si el arreglo requiere que se coloquen resistencias en paralelo, o varistores para eliminar posibles sobre voltajes que se puedan originar de las grandes corrientes de cortocircuito [ALSTOM,2011], de acuerdo a la figura 3.13.

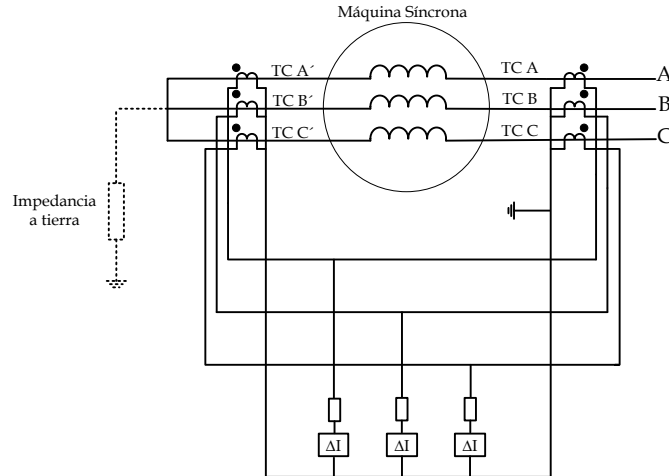


Figura 3.13 Protección diferencial de alta impedancia [Adaptado de ALSTOM, 2011].

### 3.7.6 Protección diferencial transversal

En generadores que tienen devanados en paralelo (generadores hidroeléctricos), se puede poner en práctica una protección diferencial. Para este propósito, los devanados en paralelo deben tener terminales por separado. A su vez, es necesario un costo adicional por transformadores de corriente, sin embargo, es justificable únicamente en generadores grandes. La correcta distribución de la corriente en los devanados en paralelo es monitoreada. La ventaja de esta protección es que los cortocircuitos entre espiras también son detectados.

En el caso de una distribución equitativa de las corrientes de fase entre los devanados en paralelo, la corriente de los secundarios de los TC, circula únicamente a través de los devanados secundarios de los TC. Por otro lado, respecto a una falla interna, incluyendo espiras cortocircuitadas; una corriente circulante a través de los devanados en paralelo, resultara causando una corriente de disparo en la función diferencial del relevador.

Una protección diferencial de generador, puede ser llevada a cabo para este propósito conectando como se exhibe en la figura 3.14.

Para obtener una alta sensibilidad, las corrientes circulantes deben ser minimizadas por el fabricante en el rango desde vacío hasta carga máxima, con una apropiada configuración del generador síncrono. Las corrientes circulantes en los devanados del generador síncrono pueden ser menores al 2% de  $I_N$ . En generadores sin devanados amortiguadores, las corrientes de compensación surgen durante fallas externas. Tratándose de una comparación eficaz de los devanados, estas deben mantenerse por abajo del 0.5 % de  $I_N$ .

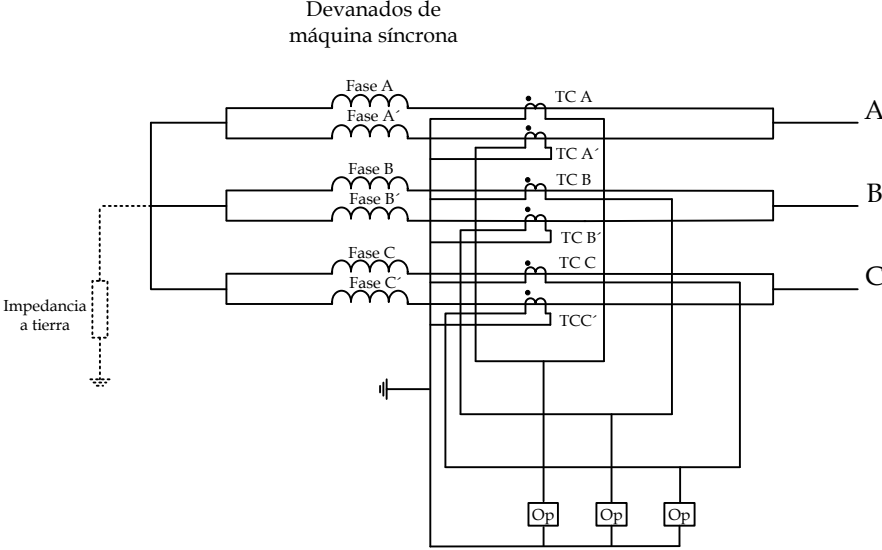


Figura 3.14 Protección diferencial transversal [Ziegler, 2005].

## CAPÍTULO 4

# IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN UN GENERADOR SÍNCRONO DE 5 KVA

### 4.1 INTRODUCCIÓN

Dentro de los esquemas de protección de generadores síncronos, la protección diferencial se caracteriza por ser una de las principales y más importantes; sin embargo, en el campo a menudo se realizan los cálculos de ajuste y se prueban los equipos con el uso de fuentes que alimentaran de señales de corriente y voltaje a los relevadores comúnmente conocidas como maletas de prueba, las cuales simularán la respuesta del generador síncrono ante diferentes escenarios en estado permanente y transitorio.

Los factores externos que afectan el desempeño de los esquemas de protección, no son considerados dentro de un estudio para el ajuste y coordinación de protecciones eléctricas, como inducción en los cables de conexión, error humano, saturación de  $TC$ , inadecuada selección de relación de transformación en  $TC$ , entre otros. Otro factor sumamente importante es que no se realizan pruebas de campo para probar las protecciones con el generador síncrono, debido a que pueden llegar a dañar al propio generador y elementos del  $SEP$  en donde se encuentre conectada.

En este capítulo, se muestra la implementación de la protección diferencial mediante un relevador comercial en un generador síncrono de 5kVA, con la cual se probarán los esquemas de protección y así corroborar la correcta operación.

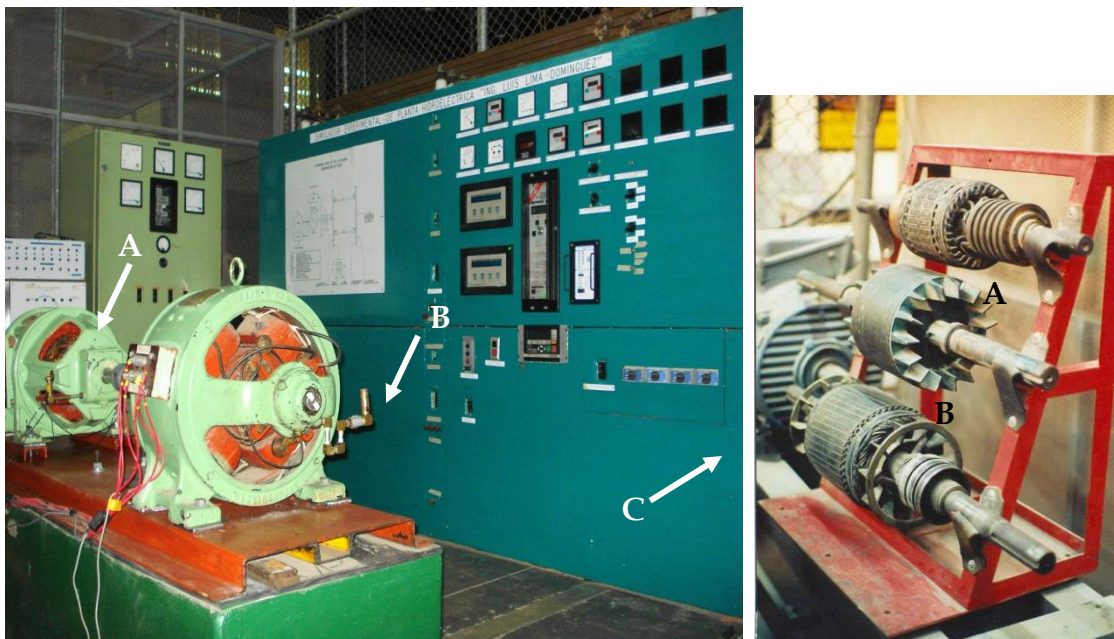
### 4.2 EQUIPO E INSTRUMENTOS PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS EXPERIMENTALES

En el laboratorio de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, IPN, se realizaron las pruebas para verificar la operación de la protección diferencial; los instrumentos necesarios para la realización de dichas pruebas se mencionan a continuación de manera detallada.

#### 4.2.1 Arreglo primo motor- generador síncrono de 5 kVA

El simulador experimental de sistemas de potencia cuenta con un generador síncrono educacional de 5kVA marca General Electric.

Este generador de 6 polos, fue diseñado especialmente para la docencia y cuenta con tres rotores diferentes que hacen posible que funcione como generador síncrono de polos salientes, generador de inducción con rotor jaula de ardilla o rotor devanado (figura 4.1b). Como se observa en la figura 4.1a, el generador de corriente alterna está acoplada a una máquina de C.D. de 7.5 HP, que puede funcionar según sea necesario, como primo motor o como generador [Sánchez, 2010].



a) Máquina educacional como generador síncrono (A), el primo motor de C.C. (B) y su tablero de control (C).

b) Rotor devanado (A) y de jaula de ardilla (B).

Figura 4.1 Máquina Educacional de 5 kVA del Laboratorio. [Sánchez, 2010]

En la tabla 4.1 se presentan los datos de placa del generador síncrono y en la tabla 4.2 los datos del primo motor de CD del generador educacional.

Tabla 4.1 Máquina educacional de 5 kVA, generador síncrono: Datos de placa [Sánchez y Ruiz, 2011].

| Alternador Educacional General Electric tipo AH1 |                   |                    |
|--|-------------------|--------------------|
| 5 kVA  | 220 V de armadura | 13.5 A de armadura |
| 60 Hz  | 3 Fases, 6 Polos  | R.P.M. 1200        |
| Excitación C.C.                                  |                   |                    |
|  | 12.5 V            | 3.3 A              |

Tabla 4.2 Máquina Educacional de 5 kVA, Primo Motor de CD: Datos de Placa [Sánchez y Ruiz, 2011].

| Primo motor de C.C. Westinghouse Electric & MFG. Co. |        |                         |             |
|--|--------|-------------------------|-------------|
|  | No. 21 | Tipo S                  |             |
| Velocidad Constante                                  |        | Devanado paralelo       |             |
| 7.5 H.P.   | 220 V  | 31 Amps.                | 1700 R.P.M. |
| Style No. 78906                                      |        | Field serial No. 907256 |             |

Los parámetros dinámicos del generador síncrono son mostrados en el capítulo 5, los cuales fueron determinados mediante una prueba de cortocircuito a tensión reducida. [Sánchez y Ruiz, 2011].

#### 4.2.2 Regulador automático de voltaje

El generador síncrono es excitado con un regulador automático de voltaje, cuya principal función es mantener constante la tensión en las terminales del generador mediante el control de la tensión de alimentación en el campo del generador.

El equipo conectado al generador síncrono de 5 kVA, es un regulador automático de voltaje Basler DECS-125-15 [Basler Electric, 2002], cuyo modelo está basado en el modelo AC5A del estándar IEEE 421.5-1992 [IEEE,1992], la figura 4.2 señala el diagrama a bloques del modelo de RAV.

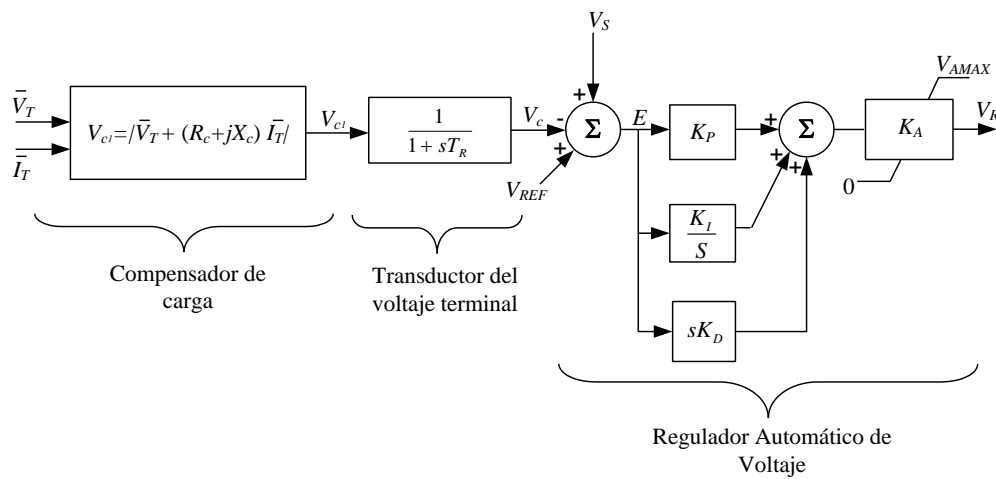


Figura 4.2 Modelo del regulador automático de voltaje Basler DECS 125-15 [Sánchez y Ruiz, 2011].

El generador síncrono puede ser excitado de forma manual o en forma automática mediante el uso del RAV, todos estos controles se encuentran montados en un panel principal de control; la figura 4.3 presenta la vista frontal del regulador automático de voltaje.



Figura 4.3 Vista frontal del regulador automático de voltaje Basler DECS 125-15.

### 4.2.3 Control de velocidad

La velocidad del generador síncrono puede ser controlada manual o automáticamente. Manualmente se puede controlar mediante el uso de un regulador de *C.D.* que está conectado directamente al primo motor de *CD*, con este control se permite manipular la velocidad del primo motor y por consiguiente la velocidad del generador síncrono.

De manera automática, se puede usar el control de velocidad de la marca *RELIANCE ELECTRIC*, que se encuentra montado en el panel de controles del simulador; la principal función es mantener las *RPM* del generador síncrono ante variaciones de carga, de esta forma la frecuencia es mantenida a 60 Hz. La figura 4.4 demuestra el control de velocidad del simulador experimental de *SEP*.



Figura 4.4 Vista frontal del control de velocidad del primo motor.

### 4.2.4 Relevadores Comerciales

En las pruebas experimentales se usaron dos relevadores comerciales, el relevador A y relevador B; ambos cuentan con protección diferencial, pero con diferentes

configuraciones, además de otras funciones como protección, las cuales son descritas en 5.2.2.

El relevador A pertenece a las primeras generaciones de relevadores numéricos, mientras que el relevador B pertenece a relevadores numéricos de última generación; la figura 4.5 revela ambos relevadores numéricos.



Figura 4.5 Relevadores usados en las pruebas experimentales

Una de las principales diferencias que se hace notar entre ambos relevadores, es el arreglo de protección diferencial que usan, el relevador A maneja un arreglo de protección diferencial a tierra, mientras que el relevador B maneja un arreglo de protección diferencial por fase.

#### 4.2.5 Transformadores de corriente

Los relevadores comerciales tienen capacidades nominales para medir corrientes de 5 Amperes como máximo en condiciones estables de operación, en este caso el generador síncrono tiene una corriente nominal superior a este umbral, por lo que el uso de TC es necesario para que el relevador pueda medir las corrientes de fase en condiciones estables y de falla.

Los transformadores de corriente usados en las pruebas experimentales son de marca Balteau con una relación de transformación ( $RTC$ ) de 20:5, tipo de carga  $B.02$ , con una tensión de hasta 600 Volts la figura 4.6 presenta el tipo de  $TC$  usado para medir las corrientes de fase del generador síncrono.



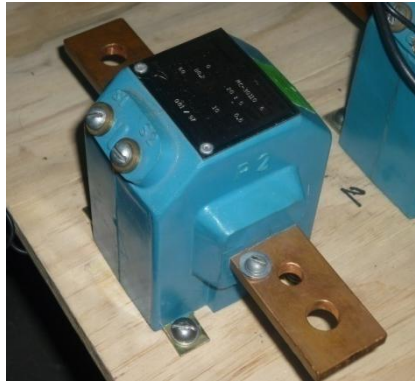


Figura 4.6 Transformador de Corriente.

#### 4.2.6 Interruptor de potencia

El generador síncrono es conectado a la red o carga por medio de un interruptor de potencia, que servirá para aislar el generador en caso de fallas.

El interruptor de potencia con el que se cuenta en el laboratorio, es de tipo seco trifásico, con capacidad de operarlo en forma remota y local, además se tiene la posibilidad de llevar a cabo re cierres en caso de que esta función se requiera; la figura 4.7 exhibe el interruptor usado en las pruebas experimentales.



Figura 4.7 Interruptor de potencia

Los datos de placa se señalan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Datos de placa de interruptor trifásico.

| Datos técnicos de placa.  |             |
|---------------------------|-------------|
| Tipo                      | 50 H-3      |
| Número de polos           | 3           |
| Voltaje                   | 600/480/240 |
| Capacidad de interrupción | 50/50/65 kA |
| I nominal                 | 1600/800    |
| Voltaje de control        | 125 VCD.    |
| Frecuencia                | 60 Hz.      |

#### 4.2.7 Banco de cargas trifásicas

Para que el generador trabajara bajo condiciones de carga, se le conectaron 2 bancos de cargas resistivas trifásicas.

El banco de cargas 1 tiene una capacidad de 2.75kW trifásicos a 220 volts de línea a línea; es decir 917 watts por fase. Por otro lado, la carga está dividida en cuatro etapas para poder cargar al generador síncrono de manera gradual.

La conexión del banco 1 está diseñada para que pueda operar con carga desbalanceada, ya que las cargas se conectan por fase mediante un interruptor; por último, se puede conectar en delta, estrella y estrella aterrizada con los bornes del panel frontal.

El banco de cargas 2 es un arreglo trifásico a 220 volts de línea a línea, la conexión de las cargas está en estrella flotada, con este equipo no se puede realizar un desbalance de carga, debido a que se ingresa la carga de manera trifásica; el módulo tiene cinco pasos para ir subiendo la carga. El primer paso es de un Amper por fase, el segundo consume dos Amperes por fase, el tercer y cuarto paso consumen cuatro Amperes por fase y por último el quinto paso consume ocho Amperes por fase; la carga máxima de este bloque, es de diecinueve Amperes por fase a 220 volts de línea a línea.

La figura 4.8 representa ambos módulos de cargas, el módulo 1 se encuentra montado en la parte superior del módulo de cargas 2.



Figura 4.8 Módulos de cargas trifásicas resistivas

### 4.3 ARREGLO DE PRUEBAS DE LABORATORIO

El generador síncrono se conectó directamente al interruptor de potencia, para formar un circuito radial con una carga trifásica conectada al interruptor de potencia.

Los transformadores de corriente se conectaron en serie en cada fase y en el neutro con el generador, cuyos secundarios de cada transformador de corriente se conectaron en estrella y a las terminales del relevador, para poder medir la corriente que fluye en las terminales del generador.

Debido a que el generador síncrono trabaja con una tensión en terminales de 220 Volts L-L de C.A. no se requiere el uso de transformadores de potencial, la conexión de las terminales del generador al relevador se realizó directamente, es decir sin el uso de TPs.

Se utilizó una computadora personal con el objeto enviar los ajustes del relevador y poder obtener los oscilogramas de las pruebas realizadas, para tal efecto se instalaron los controladores y software del relevador comercial; el software comercial está diseñado para poder enviar los ajustes de manera más simplificada y en un solo bloque de ajustes, que ajustar por medio de la caratula del relevador, por otro lado, permite la comunicación remota vía modem entre varios relevadores, estas características pueden ser ejecutadas mediante *BECOCOM®*.

Para obtener los resultados gráficos mediante oscilogramas, se puede acceder a *BECOPLOT®*, en esta interfaz se pueden manipular las gráficas, sin embargo, está

restringido debido a que no se pueden extraer los valores numéricos de los oscilogramas, solo se pueden acceder a estos mediante las gráficas y el uso del cursor para poder obtener algunos valores de las señales, como corrientes, voltajes, señal de operación del relevador y señal de disparo del interruptor.

La figura 4.9 muestra el arreglo físico que se aplicó durante las pruebas experimentales de laboratorio.



A) Primo-motor de CD, B) Generador síncrono de polos salientes de 5 kVA, C) Interruptor de potencia, D) Relevador multifuncional Beckwith M-0430, E) Computadora personal, F) Transformador de corriente, G) Contactor trifásico.

Figura 4.9 Arreglo del simulador en pruebas experimentales.

Las conexiones eléctricas de la figura 4.9 se indican mediante un diagrama esquemático en la figura 4.10, donde se observan los elementos que involucran al arreglo de prueba del laboratorio de la SEPI-ESIME Zacatenco.

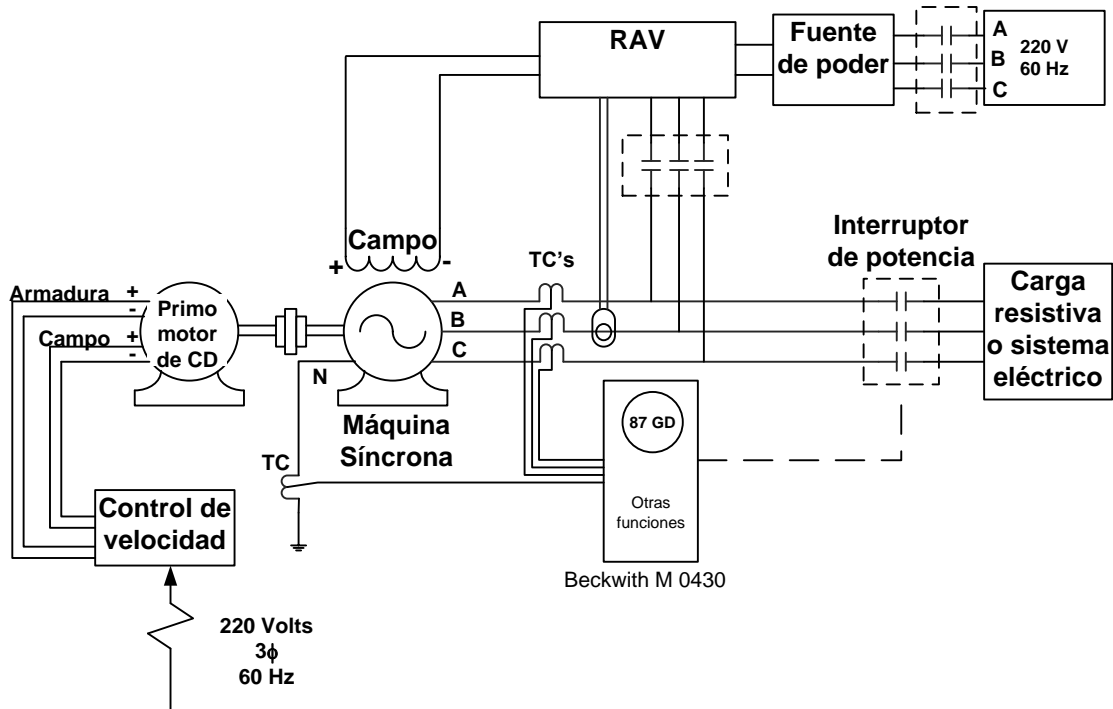


Figura 4.10 Esquema general de conexiones del simulador experimental de la SEPI-ESIME Zacatenco IPN

#### 4.4 PRUEBAS REALIZADAS

Con el arreglo experimental de la figura 4.9 y 4.10, se realizaron pruebas dentro y fuera de la zona de protección diferencial, verificando la operación de los relevadores ante diferentes tipos de fallas.

Un aspecto muy importante, es que se tomaron las debidas precauciones para no dañar al generador síncrono ante las pruebas a las que se sometió. La principal medida de seguridad para evitar daños, fue habilitar otras protecciones dentro del relevador para tener un respaldo de mitigación de falla.

##### 4.4.1 Pruebas dentro de la zona de protección diferencial

La figura 4.11, describe el diagrama esquemático del circuito que se acondicionó en el laboratorio, para poder realizar las pruebas dentro de la zona de protección diferencial.

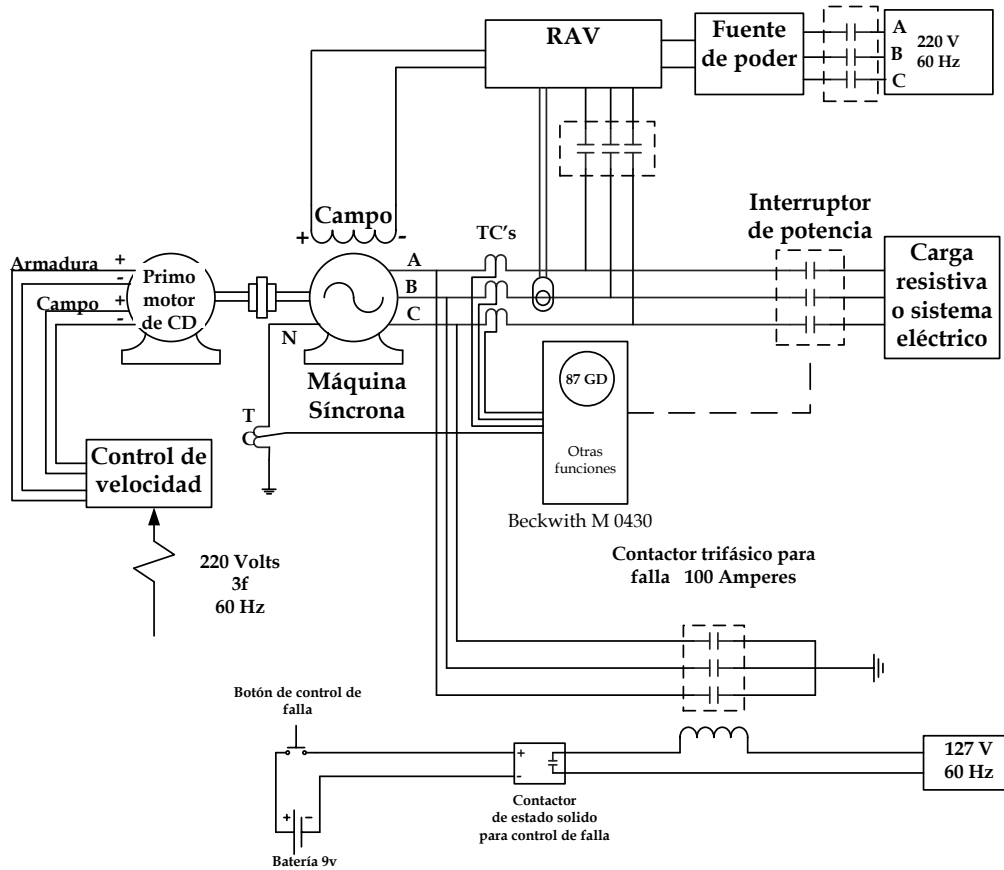


Figura 4.11 Esquema de implementación de fallas en zona de protección diferencial.

Se utilizó un contactor trifásico con capacidad de 100 Amperes, 220 VCA para que pudiera soportar las corrientes de cortocircuito del generador síncrono.

El contactor trifásico sirve para aterrizar las fases que se desean fallar, el cierre del contactor trifásico es controlado por medio de un contactor de estado sólido y un botón de control de falla.

Al apretar el botón de control de falla, se energiza el contactor de estado sólido cerrando el circuito que alimenta la bobina del contactor trifásico y de esta manera aterriza o cortocircuitan las fases del generador que se encuentran conectadas en las terminales del contactor trifásico.

Para poder realizar las pruebas, el generador síncrono se llevó a las condiciones nominales de operación, teniendo 220 Volts de línea a línea y 60 Hz, posteriormente se le conectó un módulo de cargas trifásicas resistivas, cargando al generador con 2 amperes en cada fase.

Las fallas que se aplicaron dentro de la zona de protección diferencial son las que se enlistan a continuación:

- Falla de línea a tierra.
- Falla trifásica.
- Falla trifásica a tierra.

El criterio para aplicar estas fallas, es que se tiene una probabilidad muy alta de que se presente una falla de línea a tierra en los generadores, la falla trifásica se aplicó debido a la gran magnitud de la corriente que se origina.

#### 4.4.2 Pruebas fuera de la zona de protección diferencial

En la figura 4.12, se explica de manera general el esquema que se desarrolló para realizar las pruebas fuera de la zona de protección diferencial.

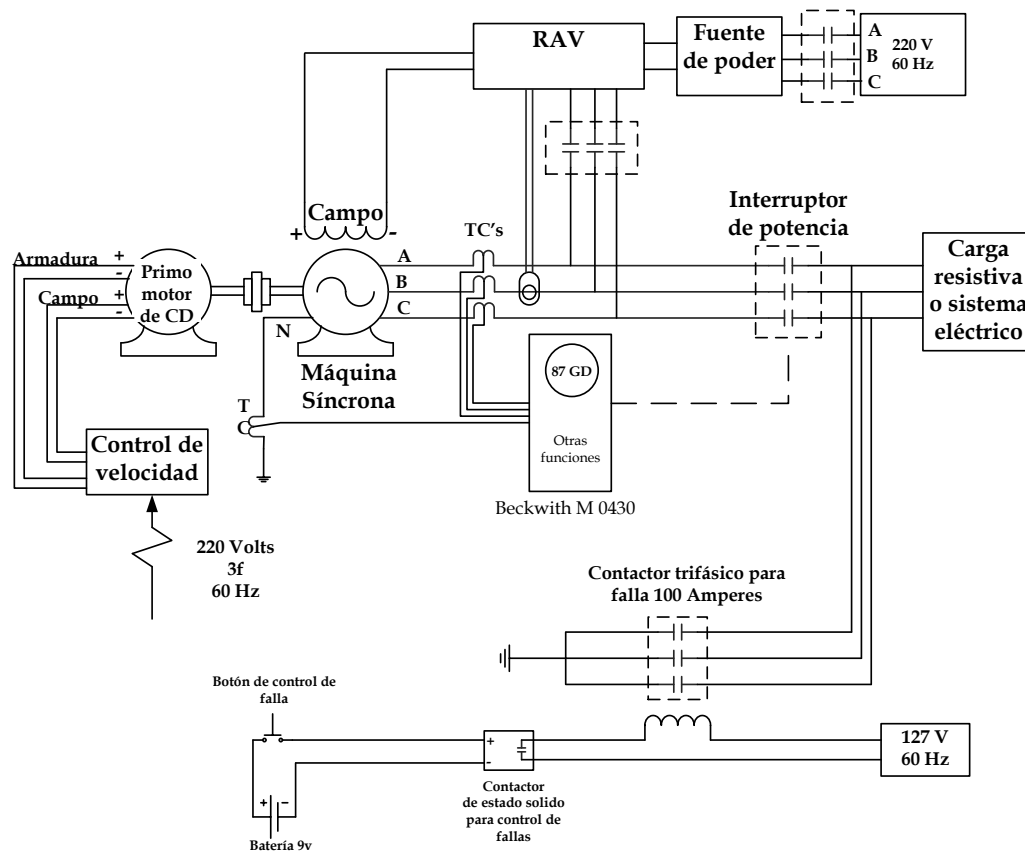


Figura 4.12 Esquema de implementación de fallas fuera de la zona de protección diferencial.

El arreglo que se manejó básicamente es el mismo que se aplicó para las fallas dentro de la zona de protección, la variante radica en el lugar de conexión del contactor trifásico para falla.

El proceso de operación para generar las fallas es el mismo que se menciona en la parte 4.4.1.

El generador síncrono trabaja con valores nominales de operación y se le conecta una carga resistiva de 2 Amperes por fase.

Las fallas que se aplicaron fuera de la zona de protección diferencial son las que se enlistan a continuación:

- Falla de línea a tierra.
- Falla trifásica.
- Falla trifásica a tierra.

#### **4.4.3 Desbalance de carga y pérdida de fase**

En los puntos 4.4.1 y 4.4.2, se implementaron básicamente fallas de cortocircuito. Para corroborar el funcionamiento de los esquemas de protección diferencial en esta sección se realizan desbalances de carga y apertura de fase.

Las fallas de apertura de fase fueron las siguientes:

- Apertura de una fase en terminales de generador.
- Apertura de una fase en el punto neutro del generador.

Las condiciones de operación fueron con voltaje y frecuencia nominal, además de tener una carga de 2 Amperes por fase.

El desbalance de carga también puede llegar a presentarse en un generador síncrono por lo que se realizaron las siguientes pruebas de desbalance:

- Fase A= 2 Amperes, Fase B = 4 Amperes y Fase C = 2 Amperes.
- Fase A= 2 Amperes, Fase B = 4 Amperes y Fase C = 4 Amperes.
- Fase A= 2 Amperes, Fase B = 6 Amperes y Fase C =2 Amperes.
- Fase A= 2 Amperes, Fase B = 6 Amperes y Fase C = 6 Amperes.

Para la realización de las pruebas de desbalance de carga se uso un banco de cargas resistivas mostrado en la figura 4.8 y se uso el esquema de conexiones que se ilustra en la figura 4.10.



## CAPÍTULO 5

# PRUEBAS DE RELEVADORES EMPLEANDO UN SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL

### 5.1 INTRODUCCIÓN

En el ámbito de las protecciones de sistemas eléctricos de potencia, los esquemas de protección son ajustados considerando un punto de operación característico de la red y en la práctica los relevadores son probados con uso de fuentes de prueba, las cuales inyectan señales de voltajes y corrientes para poder probar el desempeño de los relevadores.

Al usar un simulador en tiempo real se puede reproducir la respuesta de una red ante diferentes escenarios de prueba como estado transitorio, estado permanente e incluso implementar contingencias como modificación de la red (conexión y/o desconexión de elementos, etc.), cambio de generación, y otros eventos.

Con estas simulaciones digitales se puede probar el desempeño de relevadores en tiempo real, para estudiar el comportamiento de los esquemas de protección ante condiciones que en la realidad los relevadores se encuentran sometidos.

Actualmente el número de simuladores en tiempo real que existen en el país que se utilizan para la prueba de relevadores es muy limitado. La Universidad de Guadalajara cuenta con un simulador de la misma marca al que se utiliza en este trabajo. Mientras que LAPEM de la CFE cuenta un simulador digital en tiempo real de la marca RTDS.

En este capítulo se implementa un arreglo de una red eléctrica en un simulador digital en tiempo real. Donde las señales de voltaje y corriente de la red eléctrica en estado permanente y transitorio serán usadas para proveer a relevadores comerciales y un relevador de protección diferencial prototipo, con el fin de comprobar y validar el funcionamiento adecuado de los ajustes y operación de los relevadores antes mencionados.

Por otro lado, se incorpora el efecto de la saturación de los transformadores de corriente, debido a que es un fenómeno que puede llegar a presentarse en los esquemas de protección, dando como resultado una operación errónea e indeseada en los relevadores de protección.

## 5.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO EMPLEADO

En esta sección se explica el funcionamiento y características principales de los equipos requeridos para realizar las simulaciones digitales en tiempo real.

### 5.2.1 Simulador digital en tiempo real

Los simuladores fuera de línea por mucho tiempo fueron herramientas muy útiles para los ingenieros, sin embargo, no tenían la capacidad de reproducir los eventos en forma puntual y precisa.

Las nuevas generaciones de simuladores digitales se basan en súper computadoras que pueden procesar gran cantidad información y poder brindan una respuesta en tiempos demasiado cortos; debido a esta ventaja, los simuladores en tiempo real pueden ser usados para reproducir fenómenos físicos de diferentes dispositivos y conectarlos con otro tipo de máquinas y/o sus controles para poder analizar el desempeño y comportamiento que existe entre los dispositivos involucrados en la simulación de manera precisa y en tiempo real.

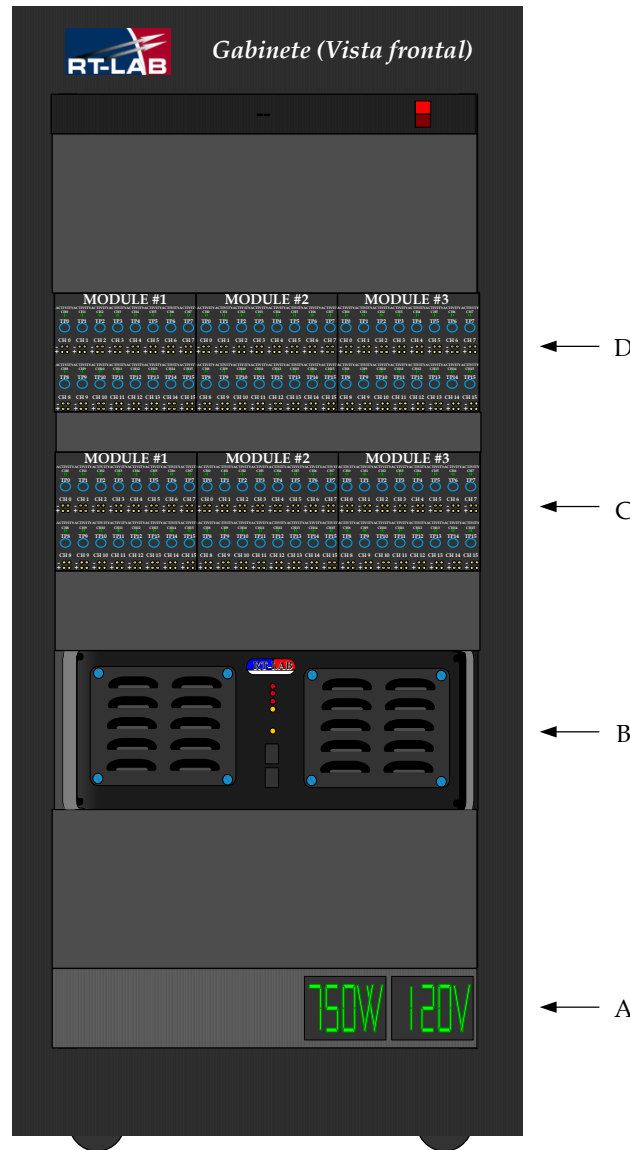
El simulador que recientemente adquirió la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la *ESIME-Zacatenco* del *IPN*, es un equipo fabricado en Montreal, Canadá por la compañía *OPAL-RT Technologies*<sup>®</sup> [OPAL-RT, 2011], que debido a sus características computacionales, tiene gran capacidad de procesamiento de información en tiempos cortos.

Este simulador digital en tiempo real cuenta con un procesador principal *i7 Quad 3.1i7*, 12 núcleos de procesamiento, de las cuales se usan solo 8 núcleos por cuestiones de licencia de software, 96 canales de entrada-salida, de los cuales se tienen 16 canales analógicos de salida, 16 canales analógicos de entrada y 64 canales digitales de entrada-salida además del software *RT-LAB*, interfaz grafica *GUI* y sistema operativo en tiempo real *RTOS*.

El simulador usa modelos matemáticos creados en *simulink* de *MATLAB R2010a*, por lo que la creación de casos de estudio es más fácil y flexible para el usuario.

El software que provee el fabricante tiene un ambiente amigable y de fácil uso, este es necesario para poder compilar, cargar y correr los casos creados en *simulink*.

La figura 5.1 muestra el simulador digital en tiempo real que básicamente está compuesta por 3 bloques, la unidad de respaldo y regulador de energía eléctrica, unidad de procesamiento y el panel de canales de entrada/salida de señales analógicas/digitales.



A) Regulador de voltaje y UPS. B) Unidad de procesamiento C) Rack 2 de conexión de señales analógico-digital de entrada y salida. D) Rack 1 de conexión de señales analógico-digital de entrada y salida.

Figura 5.1 Vista frontal del simulador en tiempo real [OPAL-RT, 2011].

## 5.2.2 Relevadores comerciales empleados

Los relevadores comerciales que se usan en las pruebas de lazo cerrado con el simulador en tiempo real como ya se mencionó en la sección 4.24 son dos unidades numéricas, cuyas características difieren debido a la tecnología que usan.

El relevador A, es un relevador numérico de primera generación cuyo algoritmo de protección diferencial se basa en la comparación de corrientes del neutro y de secuencia cero, el algoritmo de protección y el arreglo de conexiones que maneja el relevador A está mostrado en la sección 3.6.2, se observa que el algoritmo de protección cuenta con un elemento direccional cuya operación se basa en la ecuación 3.13.

Las funciones de protección con las que cuenta el relevador A están descritas en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Funciones de protección en relevador A.

| <b>Funciones de protección</b> |   |
|--------------------------------|---|
| 21                             | Protección de distancia                       |
| 24                             | Protección de sobre excitación V/Hz.          |
| 27TN                           | Protección de bajo voltaje en neutro          |
| 32                             | Protección de potencia inversa (Motorización) |
| 40                             | Protección de pérdida de excitación           |
| 59                             | Protección de sobre tensión                   |
| 59N                            | Protección de sobre tensión en neutro         |
| 81U                            | Protección de baja frecuencia                 |
| 81O                            | Protección de alta frecuencia                 |
| 87GD                           | Protección diferencial direccional a tierra.  |

Por otro lado, el relevador de protección B es un relevador numérico de última generación, la función de protección diferencial se basa en el arreglo de protección mostrado en la sección 3.6.4, la cual realiza una comparación de corrientes de entrada y salida por fase. Las principales funciones de protección con las que cuenta el relevador B se enlistan en la tabla 5.2

En la figura 4.5 se puede observar al relevador A y el relevador B.

Tabla 5.2 Funciones de protección en relevador B.

| <b>Funciones de protección</b> |   |
|--------------------------------|---|
| 27                             | Protección de bajo voltaje  |
| 46                             | Protección de sobre corriente de secuencia negativa.                  |
| 50/51N                         | Protección de sobre corriente en neutro                               |
| 50P                            | Protección de sobre corriente en fase                                 |
| 51V                            | Protección de restricción de voltaje con sobre corrientes temporales. |
| 59                             | Protección de sobre voltaje   |
| 64G                            | Protección a tierra (100%)  |
| 78                             | Protección de fuera de paso.  |
| 81U                            | Protección de baja frecuencia   |
| 81O                            | Protección de alta frecuencia   |
| 87                             | Protección diferencial de fase.                                       |

Un aspecto de mucha importancia es la forma de conectar estos relevadores con el simulador en tiempo real, ya que se encontraron varios inconvenientes que a continuación se detallan.

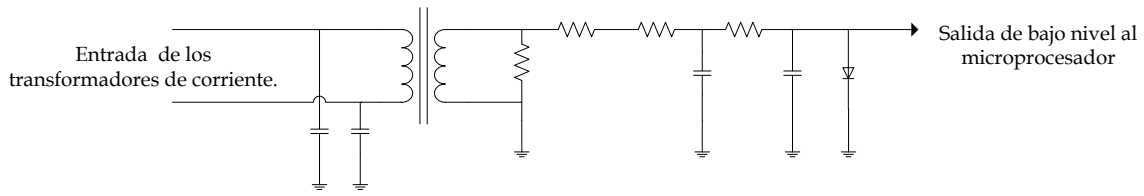
El principal problema que se encontró es que los niveles de voltaje del simulador en tiempo real están limitados a  $\pm 15$  V en los canales analógicos de salida, por lo que estas señales no se pueden inyectar a los relevadores directamente en los bornes donde se conectan los transformadores de corriente y de potencial.

Como se menciona en el capítulo 3, dentro de la arquitectura de un relevador se encuentra la etapa de acondicionamiento de señales, que se encarga de reducir los niveles de voltaje y corriente provenientes de *TP* y *TC* a señales de voltaje de bajo nivel.

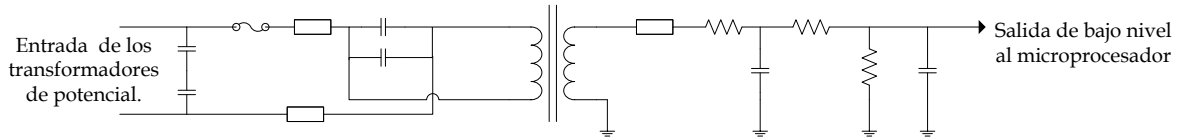
Esta etapa de acondicionamiento de señales del relevador no se uso por las limitantes que tienen las señales de salida del simulador digital descritas anteriormente, por lo que se acceso directamente a las terminales de señales de bajo nivel de los relevadores comerciales, inyectando señales con voltajes permisibles para los relevadores comerciales.

Cada relevador cuenta con un umbral de voltaje para cada tipo de señal, por lo que se hace uso de ganancias dentro del simulador digital en tiempo real para poder adecuar las señales de salida de cada relevador.

## Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono



A) Circuito de acondicionamiento de señales de corriente



B) Circuito de acondicionamiento de señales de voltaje

Figura 5.2 Circuito de la tarjeta de acondicionamiento de señales de voltaje y corriente del relevador BECKWITH M430 [Beckwith, 1999].

En la figura 5.2 se muestra el circuito de la tarjeta de adquisición y acondicionamiento de señales del relevador Beckwith M430, cuyo objetivo es reducir las señales de corriente y transformarlas en un equivalente de voltaje en la figura 5.2a y en 5.2b para acondicionar la señal de voltaje proveniente de los TP.

La figura 5.3 ilustra físicamente las partes constitutivas de la tarjeta de acondicionamiento y adquisición de señales de voltaje y corriente del relevador Beckwith M-0430.

En esta figura se observa que los canales de corriente y voltaje de la tarjeta de acondicionamiento y adquisición de señales tienen transformadores auxiliares, cuya función es escalar las señales de entrada a valores muy pequeños.

El transformador auxiliar de canales de corriente es más robusto que los que se usan en canales de tensión, esto se debe a la corriente que manejan en sus devanados.

Las señales escaladas de los canales de voltaje y las señales de voltaje equivalentes de los canales de corriente, son filtradas y enviadas al microprocesador del relevador.

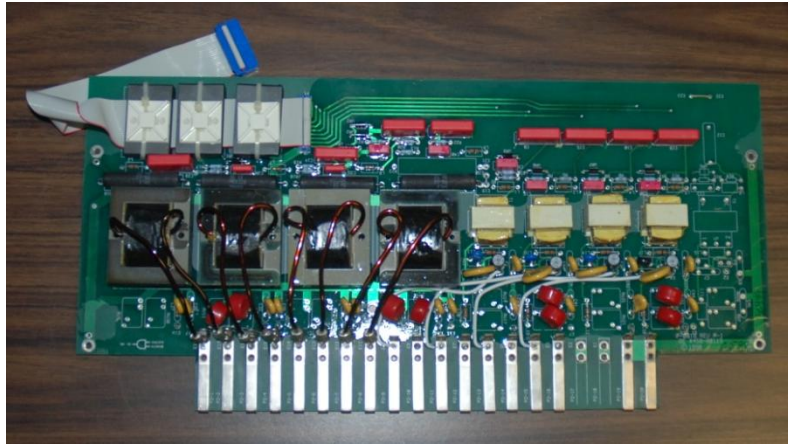


Figura 5.3 Circuito de la tarjeta de acondicionamiento de señales de voltaje y corriente del relevador *BECKWITH® M430* [Beckwith, 1999].

EL fabricante del relevador *SEL® 300G* proporciona los valores equivalentes de voltajes de bajo nivel para las señales de corriente y voltaje; el relevador *Beckwith®* no cuenta con esta información dentro de los manuales de usuario, por lo que se desmontó la tarjeta de acondicionamiento de señal que se muestra en la figura 5.3 y se le realizaron pruebas para poder determinar los voltajes de bajo nivel que ingresan al relevador en sus canales de voltajes y corrientes en condiciones nominales siendo estos, 127 Volts de CA y 5 Amperes, respectivamente. Los valores de voltaje de pequeño nivel que se obtuvieron con las pruebas son mostrados en la tabla 5.3 para ambos relevadores.

Tabla 5.3 Voltajes permisibles de los canales de bajo nivel de corriente y voltaje en relevadores comerciales. [SEL, 2011].

| Equivalencia de señales de bajo nivel con respecto a los valores nominales de señales analógicas. |            |                          |            |                          |
|---|------------|--------------------------|------------|--------------------------|
|   | SEL        |                          | Beckwith   |                          |
|   | Bajo nivel | Valores de señal nominal | Bajo nivel | Valores de señal nominal |
| Canales de voltaje  | 657.5 mV   | 67.5 VCA                 | 4.534 V    | 127 VCA                  |
| Canales de corriente  | 100 mV     | 5 A.                     | 144.5mV    | 5 A                      |

En la figura 5.4 se ilustra la distribución y las señales que portan los canales analógicos de bajo nivel en el relevador *Beckwith® M-0430*.

La figura 5.5 muestra las mismas características en el *SEL® 300G*.





Además de acceder estos canales analógicos de entrada-salida por medio de conectores BNC, también es posible disponer de ellos por medio de un conector tipo paralelo, para este propósito se usaran los canales analógicos de forma separada con el uso de conectores BNC.

Por otro lado, la tarjeta cuenta con canales digitales de entrada-salida, sin embargo, estos son accedidos únicamente por medio de un conector tipo paralelo.

La figura 5.6 muestra la vista frontal de la tarjeta de desarrollo rápido de prototipos, donde se aprecian las formas de acceder a los canales analógicos y digitales, así como su distribución. Cabe mencionar, que es posible ingresar una señal de reloj y de disparo, además de una toma de 5 Voltaje de CD.



Figura 5.6 Vista frontal de la tarjeta de desarrollo rápido de prototipos [Datatranslation, 2011].

En este trabajo se implementó el esquema de la protección diferencial de fase que se encuentra en la sección 3.7.4, la cual fue programada en lenguaje de programación C; cuyo código fuente del algoritmo de protección se encuentra en el apéndice B.

El algoritmo de protección diferencial que se implementó en el relevador prototipo, necesita las señales de corriente de las tres fases del generador síncrono, por lo que se hace uso de seis canales analógicos de entrada, de los cuales tres pertenecen a las corrientes provenientes de los TC de las terminales del generador y las restantes son las corrientes medidas en el estator del generador síncrono, la tabla 5.4 muestra los canales analógicos de salida que se usaron y la señal que debe ingresarse para que el relevador prototipo pueda funcionar correctamente.

Por otro lado, el funcionamiento del relevador prototipo está ilustrado en la figura 5.7, la cual muestra el diagrama de flujo de las principales rutinas que se ejecutan de manera cíclica durante las simulaciones en tiempo real.

La primera etapa del relevador prototipo que se muestra en la figura 5.7, es la que se encarga de muestrear las señales de corriente provenientes de los canales analógicos de entrada que proveen al relevador de señales analógicas de bajo nivel que representan los fasores de corriente del generador síncrono.

En esta etapa el relevador prototipo realiza 32 muestras por ciclo, teniendo un total de 1920 muestras por segundo, debido a que las señales que se muestrean tienen una frecuencia de 60 Hz.

La siguiente etapa tiene por objetivo eliminar la componente de CD que se llega a presentar en las señales de corriente que han sido muestreadas, este proceso es posible con el uso de un filtro MIMIC.

Las señales de corrientes que han sido filtradas, son utilizadas para estimar el fador en forma rectangular y en forma polar. El cálculo de los fasores se realiza empleando el algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier, la estimación de fasores dentro del programa del relevador prototipo se realiza con el uso de la función `static Phasor_Info DT(double WindowData)`.

Cuando el relevador ya calculó los fasores en forma polar y rectangular se ingresa a la función diferencial para poder calcular las corrientes de restricción y operación de las tres fases en base a las ecuaciones 3.7 y 3.8 respectivamente.

Posteriormente se ingresa al algoritmo de protección diferencial por fase. En el diagrama de flujo se observa que el programa evalúa tres expresiones que están definidas en 3.10, 3.11 y 3.12, las cuales representan la zona de protección A, B y C respectivamente, que en conjunto forman la curva característica de un relevador diferencial mostrada en la figura 3.8.

Básicamente para que el relevador detecte que existe una falla, las tres zonas de protección diferencial deben ser superadas por la corriente de operación de la fase evaluada, de esta manera la variable `fault` almacena un valor unitario cuando la fase se encuentra fallada o cero cuando la fase se encuentra sana.

Una vez que el algoritmo de protección diferencial termina de evaluar las tres fases del generador síncrono, entra a la lógica de decisión de disparo, la cual bloquea el disparo del interruptor siempre y cuando todas las variables `fault` de las tres fases sean igual a cero y en caso de que alguna variable `fault` sea igual a uno se envía la señal de disparo a un canal analógico de salida.

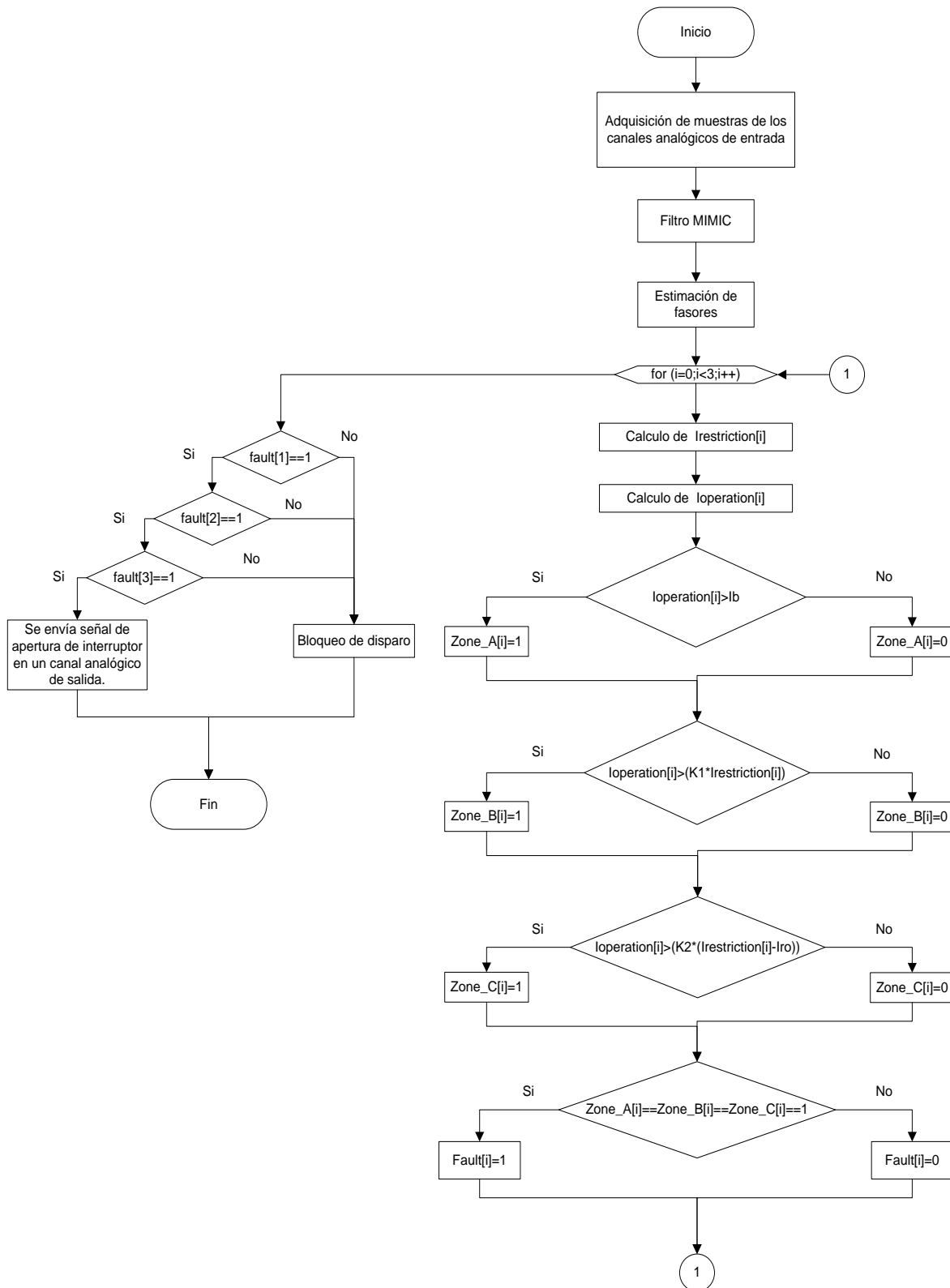


Figura 5.7 Diagrama de flujo del algoritmo de protección diferencial por fase implementado en la tarjeta de desarrollo rápida de prototipos.

La tabla 5.4 contiene la asignación de canales de entrada y salida de la tarjeta rápida de prototipos, así como la señal que portan.

Tabla 5.4 Canales analógicos de entrada y salida de la tarjeta de desarrollo rápida de prototipos.

| <b>Asignación de canales analógicos.</b> |                         |                                 |
|--|-------------------------|---------------------------------|
| Nombre del canal                         | Tipo de canal analógico | Señal que contiene              |
| AD Chan0                                 | Entrada                 | Corriente A'                    |
| AD Chan1                                 | Entrada                 | Corriente B'                    |
| AD Chan2                                 | Entrada                 | Corriente C'                    |
| AD Chan3                                 | Entrada                 | Corriente A                     |
| AD Chan4                                 | Entrada                 | Corriente B                     |
| AD Chan5                                 | Entrada                 | Corriente C                     |
| DAC Chan1                                | Salida                  | Señal de disparo de interruptor |

### 5.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba fue desarrollado en *Simulink*<sup>®</sup>, se implementó una red que contiene el modelo de un generador síncrono de 5 kVA con el objeto de reproducir las pruebas experimentales mencionadas en el capítulo 4, además este modelo cuenta con un grupo de cargas trifásicas resistivas y un generador de mayor capacidad conectado en paralelo con el generador de 5 kVA, para simular una red externa y el generador de 5 kVA no opere de forma aislada.

Con el fin de considerar el efecto de la saturación de los transformadores de corriente en la protección diferencial, las señales que reciben los relevadores provienen de un modelo de transformador de corriente saturable que se detallara posteriormente.

En la figura 5.8 se muestra el modelo de la red de prueba completo; el cual se ha dividido en dos subsistemas, el subsistema maestro y la consola [Matlab, 2012]. En esta figura también se presentan bloques auxiliares como el Powergui y Model Initialization [Matlab, 2012], los cuales contienen información acerca de las variables de los elementos involucrados en el modelo, además del método de solución del sistema y el paso de integración el cual es constante en las simulaciones digitales en tiempo real.

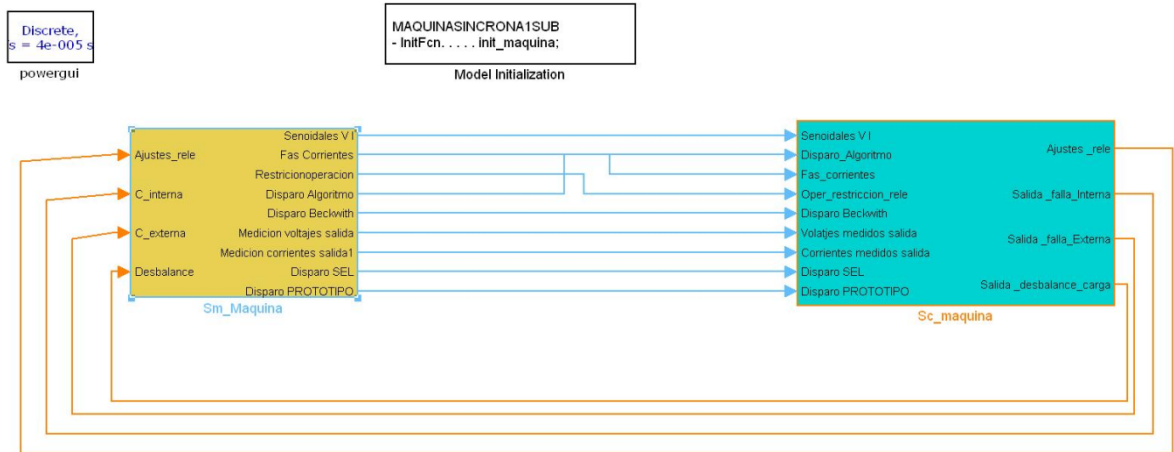


Figura 5.8 Modelo de prueba agrupado en un bloque maestro y una consola.

El subsistema maestro contiene toda la información referente a los modelos de generadores síncronos y la topología de la red, además de bloques auxiliares para poder asignar señales a los canales analógicos de salida y así poder alimentar de señales de corriente a los relevadores. Este bloque se puede distinguir por el prefijo Sm, seguido por algún nombre que en este caso es llamado Sm\_Máquina..

El subsistema tipo consola puede ser distinguido por el prefijo Sc, seguido de un nombre; en este caso se denomina Sc\_Máquina. El subsistema consola servirá de interfaz gráfica durante las simulaciones digitales; el funcionamiento de este subsistema se detallará más adelante.

Los detalles acerca de como nombrar cada tipo de bloque, así como la información que debe de contener cada subsistema se encuentra en [Álvarez, Rosas y Asiaín, 2012].

# Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono

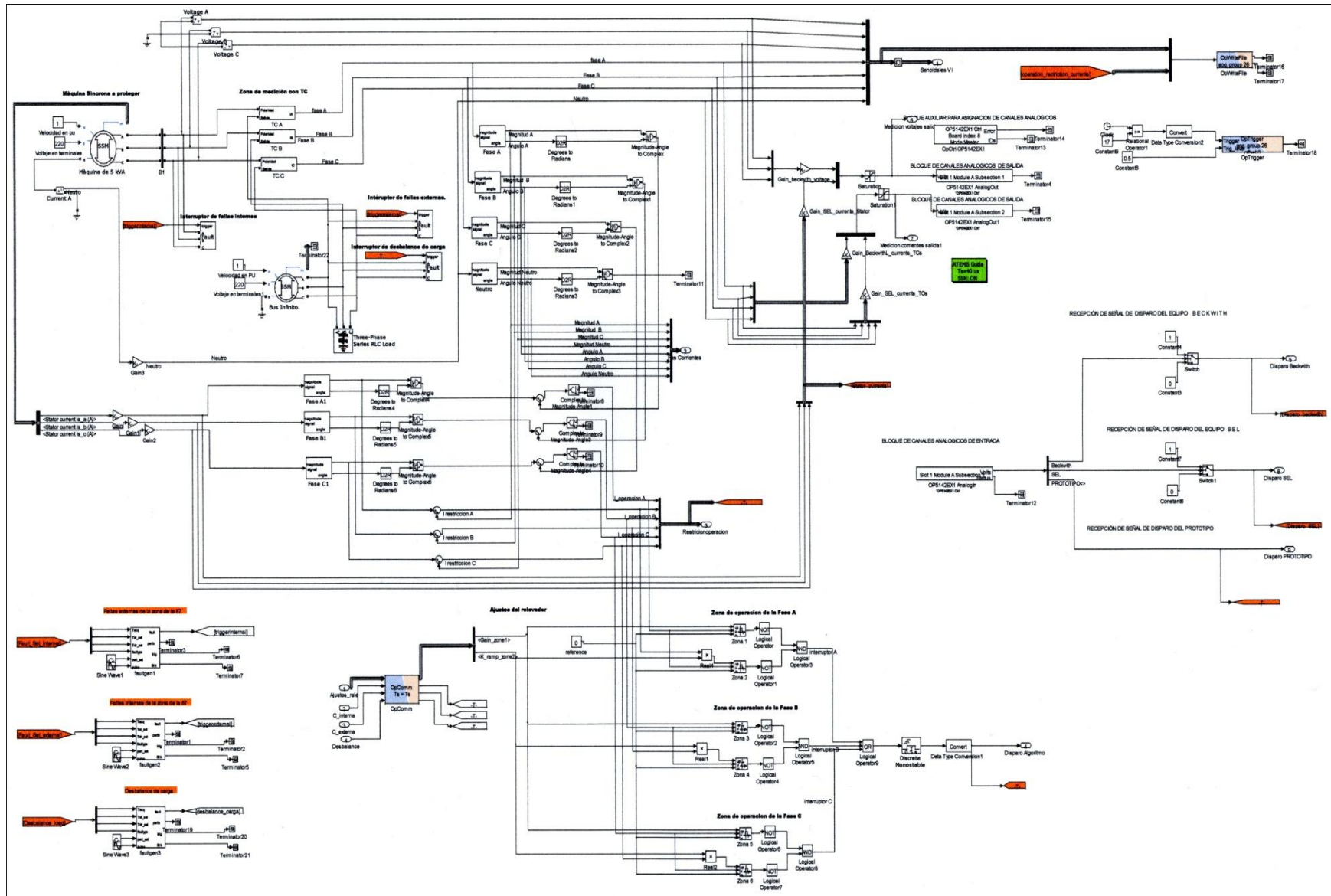


Figura 5.9 Bloque maestro del modelo de prueba.

La figura 5.9 muestra el bloque maestro, donde se observa detalladamente la topología del modelo de red de prueba usado y todos los elementos que lo constituyen.

La figura 5.10 ilustra la distribución de zonas que tienen diferentes funciones dentro del bloque maestro del modelo de red de prueba, cuyas funciones se detallan a continuación.

El área sombreada en color amarillo realiza la medición de las corrientes de fase con TCs, el modelo de estos TC se detalla más adelante.

El área sombreada con color morado, realiza la obtención de fasores mediante el uso de la transformada discreta de Fourier, esta etapa es de suma importancia, ya que el algoritmo de la protección diferencial necesita los fasores en forma polar y rectangular para poder calcular las corrientes de restricción y operación.

El área sombreada con color rojo representa el algoritmo de protección diferencial por fase, que se implementó solo para propósitos de visualización de operación de la protección. En esta área se observa la formación de las corrientes de operación y restricción en la parte superior, mientras que la lógica de la curva característica de esta protección se encuentra en la zona inferior concluyendo con la lógica de disparo del interruptor.

La zona verde aloja la lógica de generación de fallas y desbalance de carga, teniendo como principales elementos los interruptores y sus respectivos bloques de control que serán manipulados desde el bloque consola cuando la simulación digital se encuentre activa.

Por último el área azul contiene todos los comandos para la asignación de canales analógicos de entrada y salida además de un bloque que sirve para grabar un segmento de la simulación digital; el resto del modelo que no tiene ningún color es la generación con sus respectivas constantes de velocidad y voltaje y los bancos de carga eléctrica.

## Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono

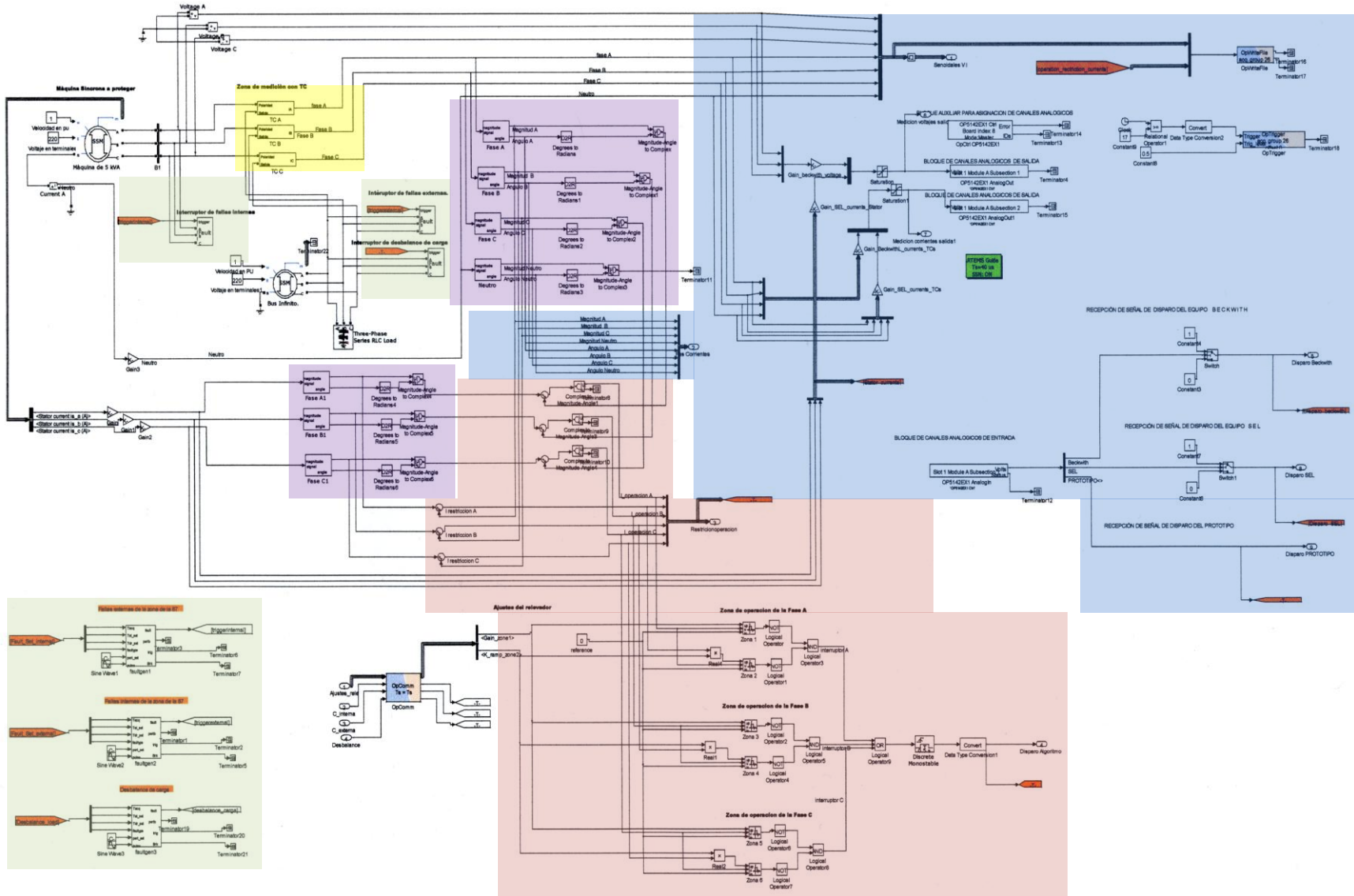


Figura 5.10 Secciones del bloque maestro del modelo de prueba.



El bloque consola, contiene los controles de falla y ajustes de la protección diferencial implementada en *Simulink*<sup>®</sup>, además contiene osciloscopios para poder visualizar corrientes y voltajes de fase, corrientes de operación y restricción por fase, y las señales de disparo de los relevadores que son conectados con el simulador. La figura 5.11 ilustra el contenido de la consola del modelo de prueba.

Un aspecto muy importante, es que todo lo que se encuentre dentro del bloque tipo consola podrá ser manipulado cuando la simulación en tiempo real este activa, es decir, la consola será la única forma de manipular o realizar cambios en el modelo bajo prueba.

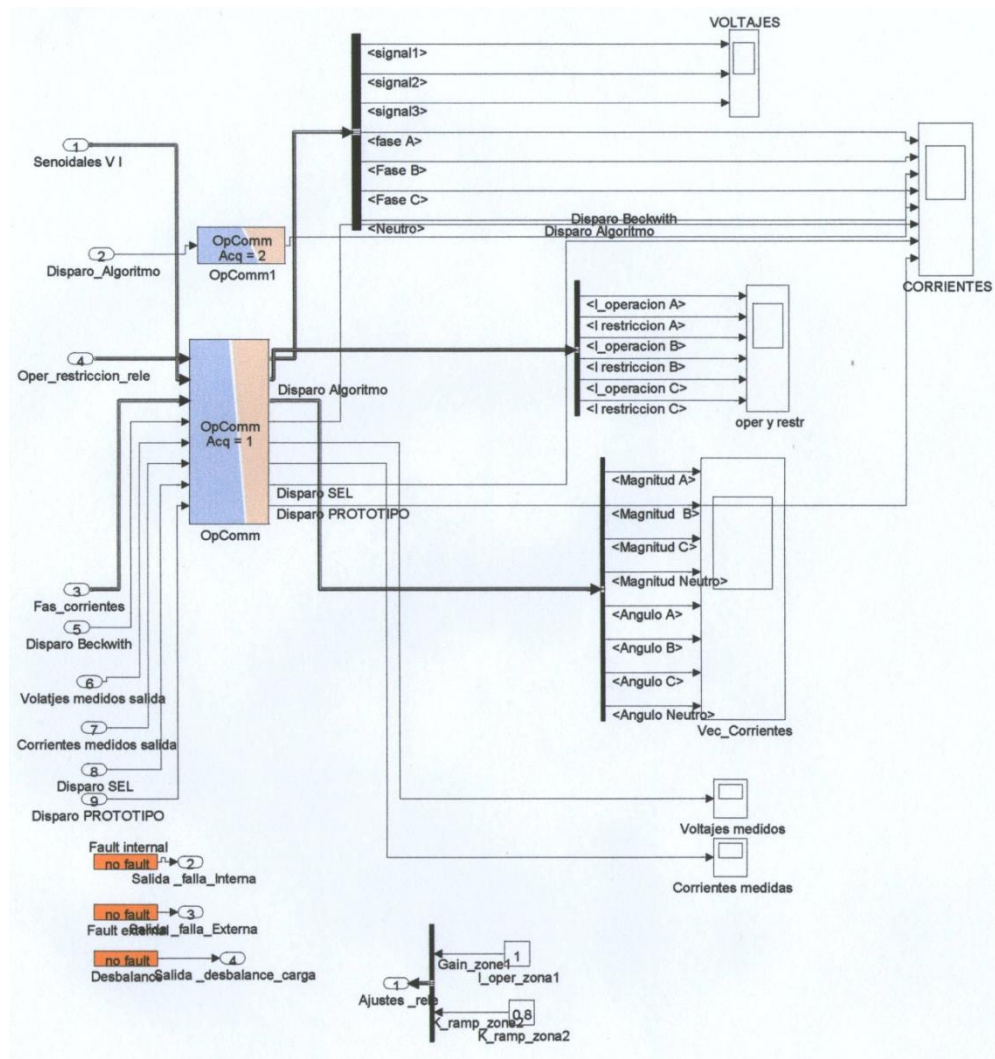


Figura 5.11 Contenido del bloque consola del modelo de prueba.

### 5.3.1 Modelo del generador síncrono

El modelo de generador síncrono que se usa en las simulaciones, es un modelo simplificado de generador síncrono con parámetros en por unidad, el cual es descrito en el capítulo 2.

El principal motivo de elegir este modelo dentro de todos los que ofrece la biblioteca de *Simulink*<sup>®</sup>, es que este modelo tiene la propiedad de poder escoger el tipo de conexión en las terminales del neutro del generador y así poder reproducir los efectos que suceden en el laboratorio experimental.

Los parámetros dinámicos del generador síncrono se encuentran en la tabla 5.5, donde se observa los valores en por unidad y de fase; sin embargo, se considero tomar un promedio de las tres fases para todas las variables que se usan en el modelo de las simulaciones realizadas.

Tabla 5.5 Parámetros del generador educacional en p.u. a la base del generador, obtenidos a tensión reducida con el criterio IEC. [6].

| Parámetro      | Fase A | Fase B | Fase C | Promedio | Envolvente promedio |
|----------------|--------|--------|--------|----------|---------------------|
| $T'_d$ (p.u.)  | 0.0448 | 0.0442 | 0.0451 | 0.0447   | 0.0451              |
| $X'_d$ (p.u.)  | 0.1829 | 0.1844 | 0.1102 | 0.1592   | 0.1903              |
| $X_d$ (p.u.)   | 0.7313 | 0.7042 | 0.7435 | 0.7263   | ----                |
| $X_q$ (p.u.)   | 0.4388 | 0.4225 | 0.4461 | 0.4358   | ----                |
| $X'_q$ (p.u.)  | 0.1097 | 0.1106 | 0.0661 | 0.0955   | ----                |
| $T''_d$ (s)    | 0.0272 | 0.0292 | 0.0268 | 0.0277   | 0.0276              |
| $X''_d$ (p.u.) | 0.0857 | 0.0894 | 0.0866 | 0.0872   | 0.0881              |
| $X''_q$ (p.u.) | 0.0514 | 0.0536 | 0.0520 | 0.0523   | ----                |
| $T_a$ (s)      | 0.0164 | 0.0150 | 0.0122 | 0.0146   | ----                |

El voltaje y velocidad del generador síncrono se consideró como constante, no se utilizó un RAV como control de voltaje en terminales del generador y la velocidad se fijo a una velocidad angular de 376.99 radianes. En la figura 5.12 se muestra el modelo del generador síncrono conectado a la red de prueba.

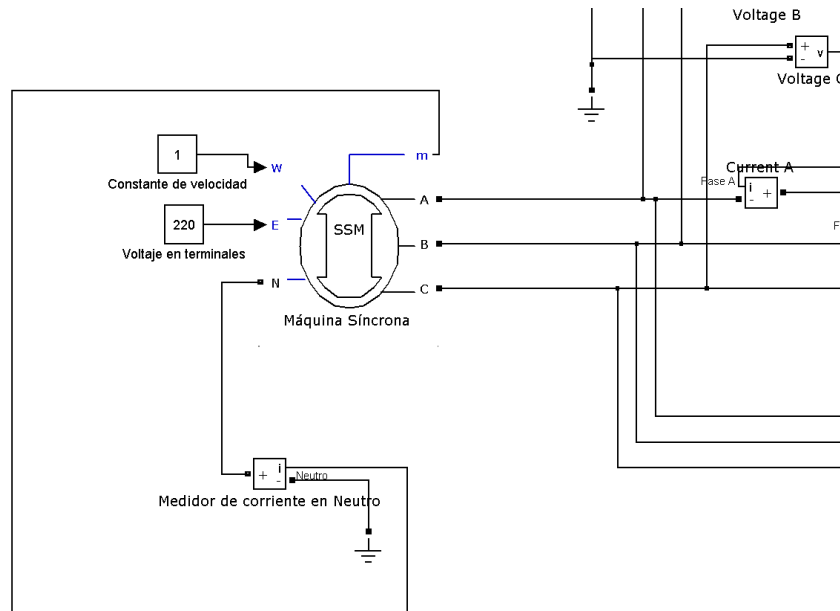


Figura 5.12 Modelo de generador síncrono en la red de prueba en Simulink®.

### 5.3.2 Modelo de transformador de corriente

Para poder reproducir el modelo de un transformador de corriente saturable, se usa un transformador estándar saturable; sin embargo, la forma de conexión es la que hará que funcione como transformador de corriente. El devanado primario se conecta en serie con la fuente de alimentación y la carga; el devanado secundario es conectado con un amperímetro y una impedancia que representa la carga del TC o *burden*. De esta forma se pueden obtener señales en el secundario del transformador que se asemejan a las señales del devanado primario, además de poder incluir efectos de saturación e histéresis.

El diagrama del modelo del transformador de corriente saturable se presenta en la figura 5.13. El modelo de TC fue agrupado en un subsistema para simplificar las conexiones en el modelo de red bajo prueba. Dentro del subsistema, el transformador de corriente en su devanado secundario tiene conectado en serie un amperímetro y una carga que representa el *burden del TC*.

A la señal de corriente de salida se le colocó una ganancia por razones de escalamiento de señales.

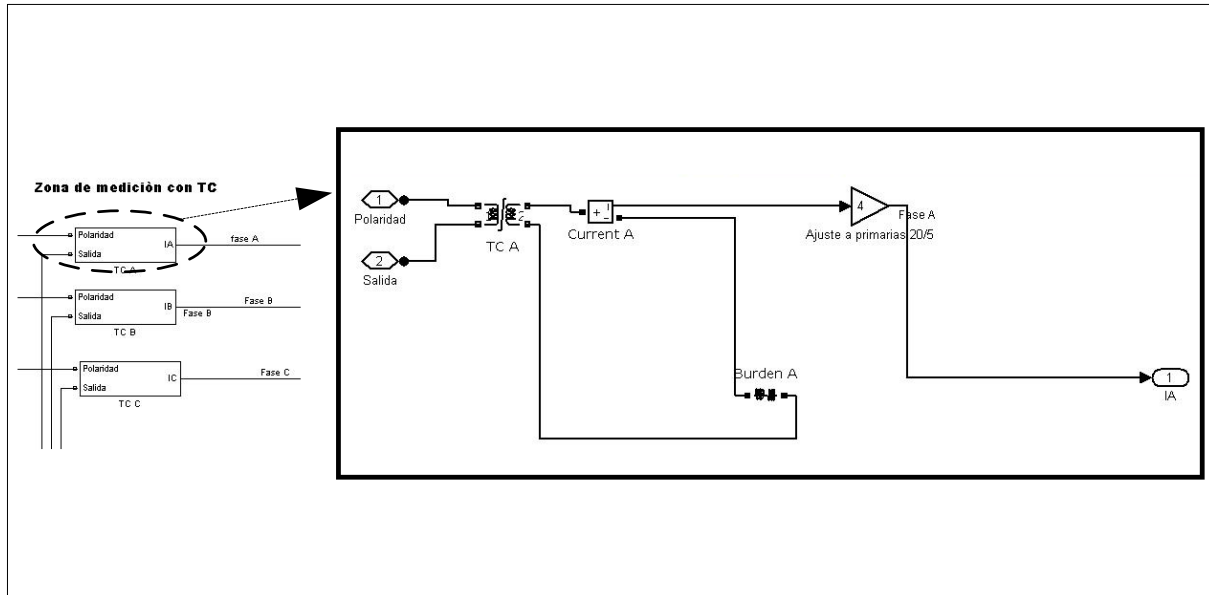


Figura 5.13 Modelo de transformador de corriente saturable en *Simulink*®.

#### 5.4 DESARROLLO DE LAS PRUEBAS REALIZADAS

Todas las pruebas realizadas en el simulador en tiempo real son en lazo cerrado. Se usaron dos relevadores comerciales y un prototipo de relevador diferencial desarrollado en una tarjeta de desarrollo de prototipos rápido mencionada en la sección 5.2.3.

Se usó el modelo detallado de red en 5.3, el cual se ilustra en las figuras 5.8 a la 5.11.

Dentro del modelo de red se asignaron señales de corriente y voltaje a los canales analógicos de salida, para poder alimentar a los relevadores en sus terminales de bajo nivel.

En la tabla 5.6 se muestran los canales analógicos de salida y las señales que se le asignaron dentro del modelo de red de prueba.

También se asignaron canales analógicos de entrada para poder ingresar a la simulación digital las señales de disparo de los relevadores y posteriormente graficarlas en los oscilogramas que se muestran en el capítulo 6. La tabla 5.7 muestra la señal que portan los canales analógicos de entrada.

Tabla 5.6 Canales analógicos de salida en el simulador en tiempo real

| <b>ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS DE SALIDA</b> |                                  |
|---|----------------------------------|
| Número de canal                                   | Tipo de señal                    |
| canal 0   | Voltaje A                        |
| canal 1   | Voltaje B                        |
| canal2  | Voltaje C                        |
| canal3  | Corriente A (Estator) Ganancia A |
| canal 4   | Corriente B (Estator) Ganancia A |
| canal 5   | Corriente C (Estator) Ganancia A |
| canal 8   | Corriente de TC A (Ganancia B)   |
| canal 9   | Corriente de TC B (Ganancia B)   |
| canal 10  | Corriente de TC C (Ganancia B)   |
| canal 11  | Corriente de TC N (Ganancia B)   |
| canal 12  | Corriente de TC A (Ganancia A)   |
| canal 13  | Corriente de TC B (Ganancia A)   |
| canal 14  | Corriente de TC C (Ganancia A)   |
| canal 15  | Corriente de TC N (Ganancia A)   |

En la tabla 5.6 se observa que algunos canales portan señales repetidas pero con diferente ganancia. La ganancia A es usada para el relevador *SEL*<sup>®</sup> y el relevador prototipo; mientras que la ganancia B es usada para el relevador *Beckwith*<sup>®</sup>. Estas ganancias son usadas para poder adecuar las señales de salida con el nivel permisible de señales de entrada de cada relevador.

Tabla 5.7 Canales analógicos de entrada en el simulador en tiempo real

| <b>ASIGNACIÓN DE CANALES ANALÓGICOS DE ENTRADA</b> |                                 |
|--|---------------------------------|
| Número de canal                                    | Tipo de señal                   |
| canal 0  | Disparo de Beckwith             |
| canal 1  | Disparo de SEL                  |
| canal2   | Disparo de relevador prototipo. |

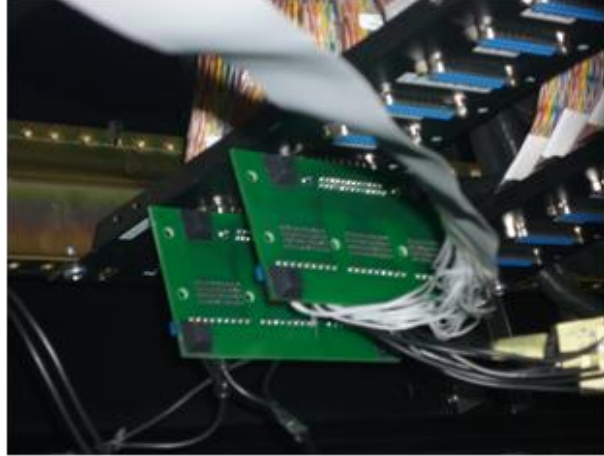
Físicamente las conexiones entre los relevadores y el simulador en tiempo real, se pudieron realizar mediante el uso de una tarjeta auxiliar que concentra las señales de salida del simulador indicadas en la tabla 5.6. Esta tarjeta se conecta con un cable plano que conduce las señales del simulador digital a los relevadores en sus entradas de señales de bajo nivel con la configuraciones de la figuras 5.4 y 5.5 para *Beckwith*<sup>®</sup> y *SEL*<sup>®</sup> respectivamente, al relevador prototipo se alimento de señales de bajo nivel con cables coaxial con terminales tipo BNC.

La figura 5.14 ilustra de manera muy general, la forma de conectar los relevadores con el simulador en tiempo real. La figura 5.14a muestra los módulos de conexión en puertos con conexión paralelo del simulador digital en tiempo real. En estas

terminales se obtienen las señales de salida, donde se conecta una tarjeta como la que se muestra en la figura 5.13b para poder distribuir las señales y alimentar a los relevadores en sus conectores de señales de bajo nivel de tensión, como se muestra en las figuras 5.13c y 5.13d.



A) Módulos de conexión entrada/ salida de canales analógicos/digitales.



B) Conexión de tarjeta auxiliar para conexión de relevadores.



C) Acceso a señales de bajo nivel en relevador SEL 300G.



D) Conexión de relevadores comerciales con simulador digital en tiempo real.

Figura 5.14 Conexión de los relevadores comerciales con el simulador digital en tiempo real.

Las pruebas realizadas con el simulador básicamente son fallas de cortocircuito, las cuales se realizan con condiciones ideales de operación de los transformadores de corriente y con la posibilidad de generar la saturación de TC en condiciones de cortocircuito.

### **5.4.1 Fallas dentro de la zona de protección diferencial**

Las fallas que se realizaron dentro de la zona de protección diferencial fueron fallas monofásicas en la fase A, fallas bifásicas entre las fases B y C, fallas bifásicas a tierra entre las fases B, C y tierra, finalmente falla trifásica a tierra.

La localización de las fallas dentro de la zona de protección diferencial está limitada por la ubicación de los TCs y el generador síncrono de 5 kVA. El área sombreada de la figura 5.15 ilustra la ubicación donde se realizaron las fallas utilizando un interruptor de falla. Las fallas descritas anteriormente se simularon con transformadores de corriente ideales para poder ver el desempeño de la protección diferencial con señales de corrientes de fase ideales.

A los TC se le modificaron los parámetros de la curva de magnetización para poder obtener una saturación durante las fallas, con el propósito de alimentar a los relevadores con señales de corriente distorsionadas y evaluar el desempeño de la protección diferencial en estas condiciones.

Otro punto importante que se considera, son las fallas que tienen resistencia de cortocircuito. El objetivo de estas pruebas es considerar el efecto de las resistencias de falla y evaluar que tan eficaz puede resultar la protección diferencial ante estas contingencias.

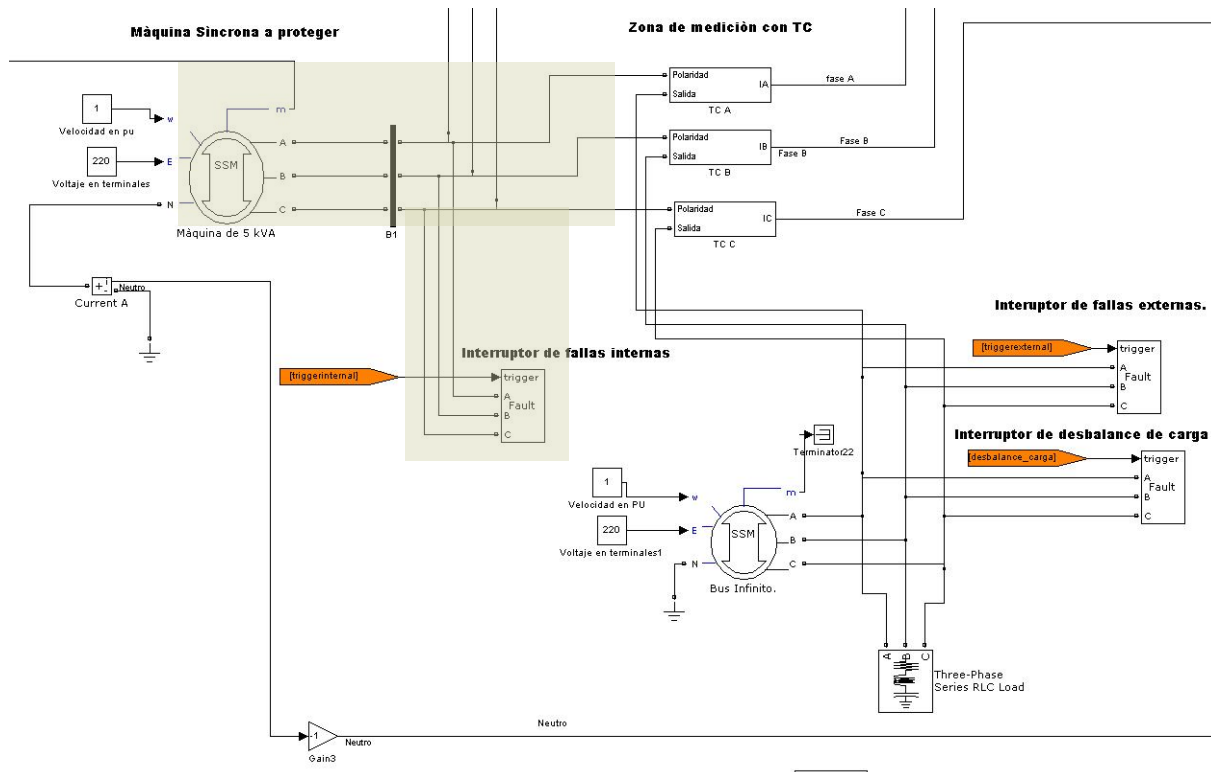


Figura 5.15 Zona de protección en modelo de prueba en simulink.

## 5.4.2 Fallas fuera de la zona de protección diferencial

Las fallas realizadas fuera de la protección diferencial, tienen las mismas características que las que se mencionan en el punto 5.4.1.

La ubicación de las fallas que se presentan en este punto, se realizan en el área sombreada de la figura 5.16, donde se observa que el interruptor que provoca los cortocircuitos se encuentre ubicado después de los TCs de las terminales del generador síncrono de 5 kVA.

Las condiciones de falla fuera de la zona de protección diferencial también usan TCs ideales, TCs saturados y fallas con resistencia de cortocircuito.



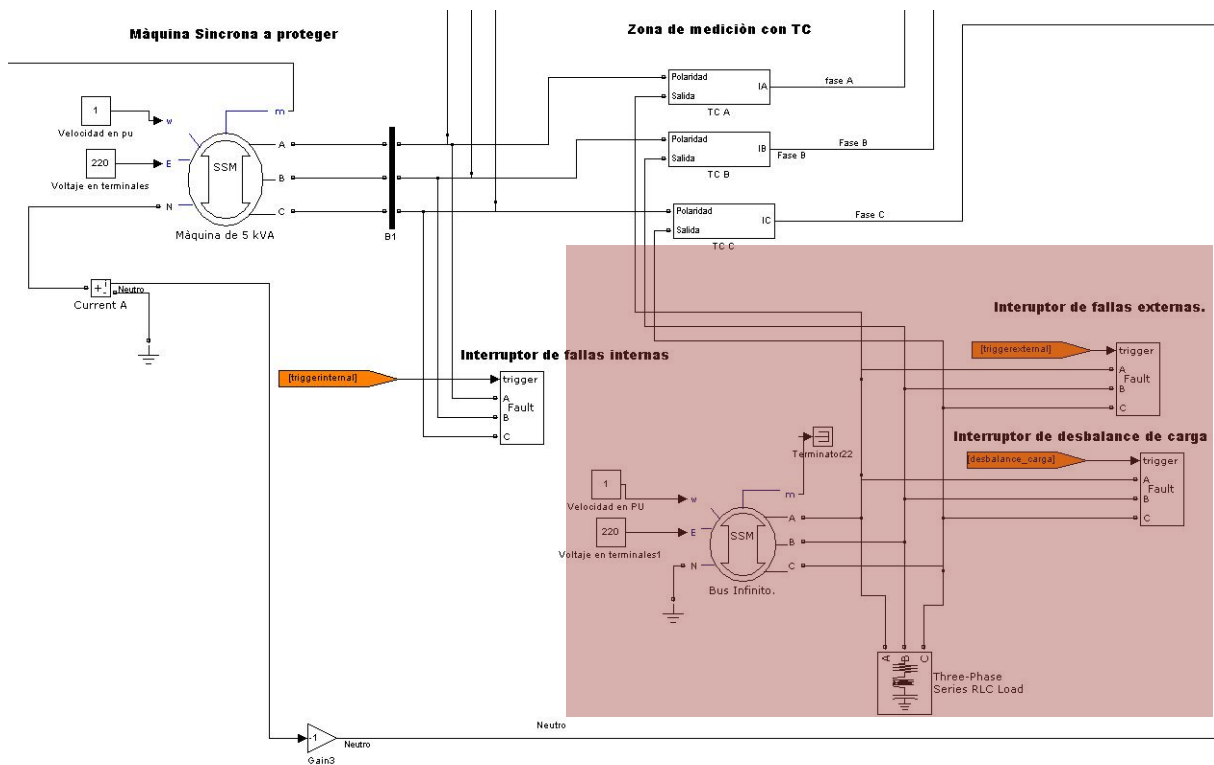


Figura 5.16 Área fuera de la zona de protección en modelo de prueba en *simulink*.

### 5.4.3 Desbalance de carga

Un fenómeno que no es considerado como una falla, pero que puede llegar a presentarse en un generador síncrono, es el desbalance de carga, por lo que no se debe omitir este tipo de evento.

Los desbalances que se realizaron en las simulaciones están descritos en la sección 4.4.3

El desbalance de carga es realizado con el uso de un interruptor de puesta a tierra, sin embargo, se colocó una resistencia de falla a tierra bastante alta, con esta resistencia se puede simular una carga, e incluso se puede simular una carga que se conecta y desconecta de manera intermitente.

La figura 5.17 muestra el interruptor que conecta las cargas en el modelo de red que se utiliza en las simulaciones digitales en tiempo real.

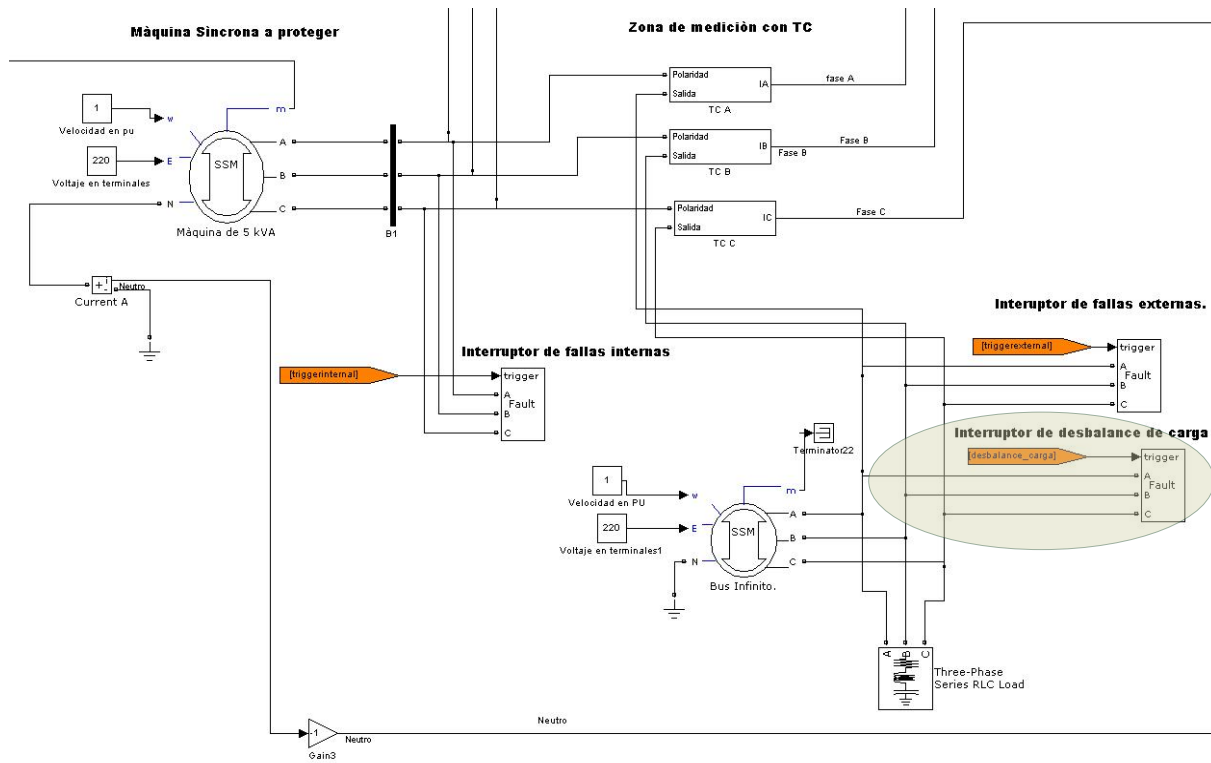


Figura 5.17 Interruptor de desbalance de carga.

Los resultados de las simulaciones que se describieron en este capítulo son presentados en el capítulo 6, donde se realiza un análisis y comparación de los resultados obtenidos con el simulador digital en tiempo real y los resultados experimentales.

# CAPÍTULO 6

## ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

### 6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en las pruebas experimentales realizadas en el generador síncrono de 5 kVA. Las pruebas realizadas en el generador comprenden fallas balanceadas a tierra y monofásicas dentro y fuera de la zona de protección diferencial.

Por otro lado se exponen los resultados obtenidos con el simulador digital en tiempo real. Las pruebas que se muestran para este caso son cortocircuitos sin resistencia de falla dentro y fuera de la zona de protección, cortocircuito con diferentes valores de resistencia de falla dentro y fuera de la zona de protección y por último se incorporó la saturación de los transformadores de corriente para evaluar este efecto en el esquema de protección diferencial del generador.

Finalmente se hace una comparación de las simulaciones digitales en tiempo real con respecto a las realizadas en el generador síncrono de 5 kVA, comparando la operación de los relevadores involucrados en ambos ambientes; así mismo se realiza una comparación entre los relevadores comerciales y el relevador diferencial prototipo desarrollado en este trabajo, con el fin de verificar la operación del relevador prototipo respecto a los relevadores comerciales.

### 6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS EXPERIMENTALES EN EL GENERADOR SÍNCRONO DE 5 KVA

Los resultados experimentales de las pruebas que se realizaron en el punto 4.4 se muestran a continuación.

La tabla 6.1 contiene los resultados de las fallas que se provocaron con los esquemas de las figuras 4.10 y 4.11. Se observa que el relevador *A* con la protección *87 GD* es selectivo en disparar solo en fallas internas; sin embargo, el algoritmo de la protección

diferencial que usa este relevador dada por la ecuación 3.13 y el principio de operación del elemento direccional de la figura 3.10, no es capaz de detectar fallas balanceadas a tierra, por lo que otra protección actúa para poder liberar la falla y mandar la señal de disparo al interruptor así como sacar de servicio al generador síncrono.

Tabla 6.1 Operación del relevador A en condiciones de falla en generador síncrono.

| <b>Operación de la protección 87GD ante fallas en generador síncrono.</b> |                           |                      |      |
|---|---------------------------|----------------------|------|
| Zona de falla   | Prueba                    | Protección que opera |      |
|   |                           | 87GD                 | Otra |
| Externa   | Falla línea a tierra.     |                      | X    |
|   | Falla trifásica.          |                      | X    |
|   | Falla trifásica a tierra. |                      | X    |
| Interna   | Falla línea a tierra.     | X                    |      |
|   | Falla trifásica.          |                      | X    |
|   | Falla trifásica a tierra. |                      | X    |

La figura 6.1 muestra los oscilogramas de una falla de línea a tierra que ilustran el comportamiento de los voltajes y corrientes de fase y del neutro. En esta figura se observa que el generador síncrono se encuentra trabajando con carga y posteriormente se le aplica una falla de línea a tierra dentro de la zona de protección diferencial.

Al aplicar la falla de línea a tierra se observa que el voltaje en la fase fallada se abate ; por otro lado la corriente de la fase fallada no se incrementa debido a que la falla se origina dentro de la zona de protección diferencial y el generador se encuentra operando de forma aislada por lo que el sistema no aporta corriente a la falla.

En el oscilograma de la figura 6.1 se ilustra que la corriente de neutro registra la magnitud de la corriente de falla que inicia a los 660ms referidos al oscilograma, la protección 87GD opera y manda la señal disparo del interruptor a los 740 ms que está indicada por la barra TRIG, el relevador opera a 80 ms o 4.8 ciclos después de que la falla inicia.

Por último el interruptor regresa la señal de apertura al relevador a los 792 ms ilustrado con la barra que corresponde a BLK1 (3.1 ciclos después de que el relevador mando la señal de disparo).

En esta prueba se aprecia que la corriente de falla continúa por algunos ciclos más y el generador sigue operando, esto sucede debido a que el contactor que provoca el cortocircuito en el generador fue operado manualmente y además de que en el

generador no se interrumpe la alimentación del regulador de voltaje conectado al campo del generador.

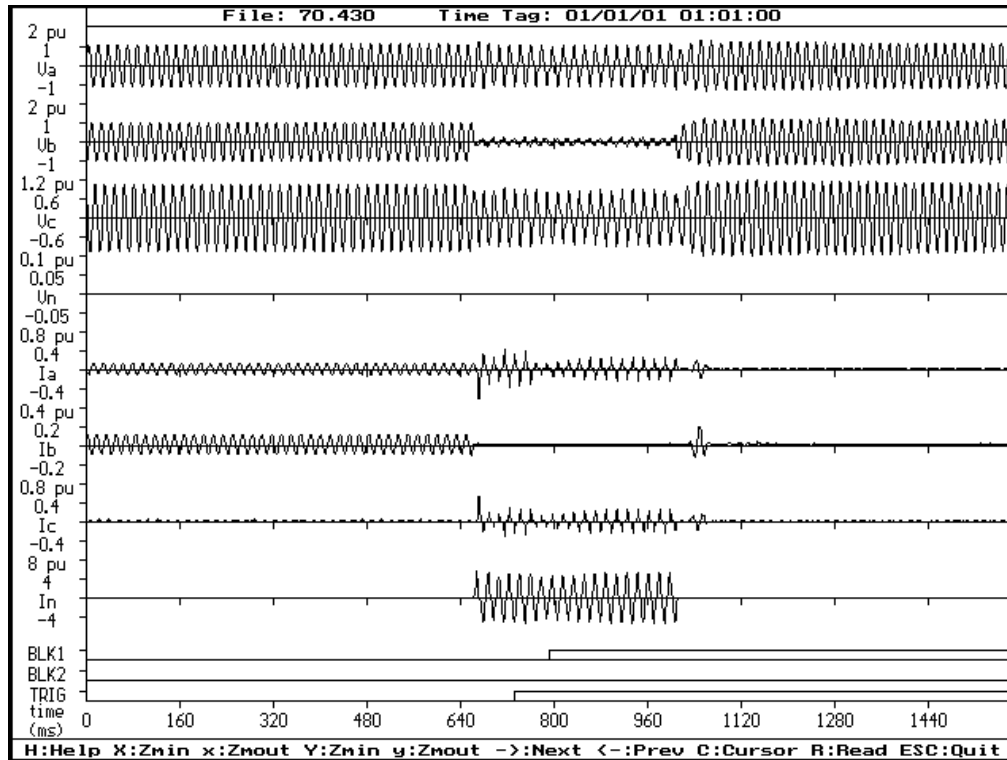


Figura 6.1 Oscilograma de voltajes y corrientes medido por el relevador, ante una falla de línea a tierra dentro de la zona de protección de la 87 GD.

La figura 6.2 muestra el oscilograma de una falla de línea a tierra fuera de la zona de protección diferencial, se observa que el generador se encuentra operando con carga, cuando la falla se presenta a los 465 ms, el voltaje de la fase fallada se abate y se incrementa la corriente de la fase fallada y del neutro, la corriente de cortocircuito por fase es de 5.66 pu aproximadamente, en este caso se observa en TRIG que el disparo del interruptor es mandado a los 731 ms (15 ciclos después de que inicia la falla), y posteriormente en BLK1 se muestra que a los 800 ms el interruptor envía al relevador la señal de que apertura correctamente.

En el oscilograma de la figura 6.2 se observa que como la falla es externa al operar el relevador, el generador síncrono es aislado del sistema de potencia y opera en vacío, además de que al ser una falla externa el RAV no debe de ser desconectado.

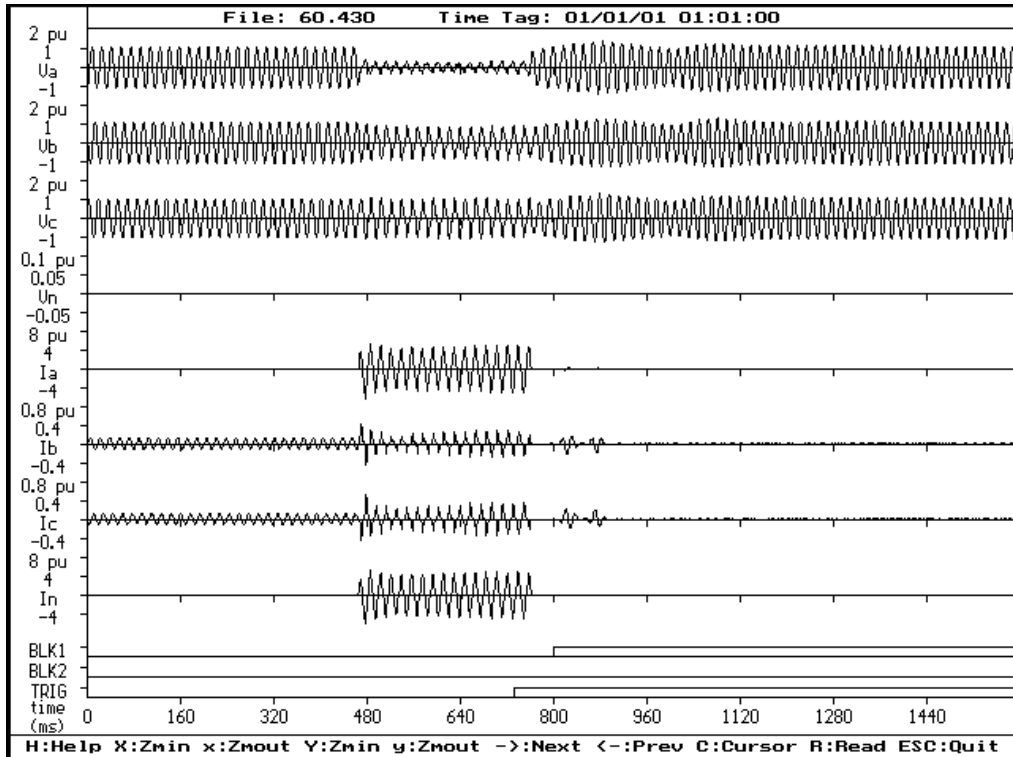


Figura 6.2 Oscilograma de voltajes y corrientes medido por el relevador, ante una falla de línea a tierra fuera de la zona de protección de la 87 GD.

La figura 6.3 muestra el oscilograma de una falla trifásica, en este caso la protección diferencial no tiene la suficiente sensibilidad para detectar la falla, en el oscilograma se observa que la falla inicia en 0 segundos, al operar la protección de baja frecuencia (81U) por lo que otra protección manda la señal de apertura a los 44 ciclos (736.27ms) después de haber iniciado la falla, esta señal de apertura se aprecia en la barra TRIP, y a los 3.47 ciclos (57.73 ms) el interruptor abre, observándose en la barra BLK1.

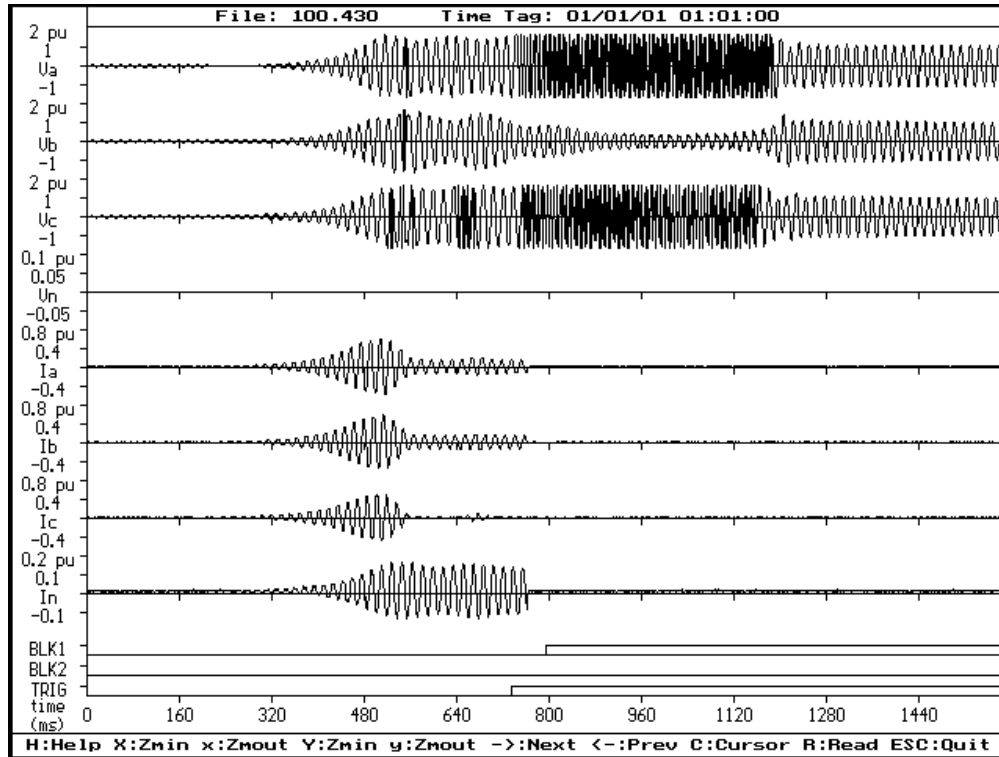


Figura 6.3 Oscilograma de voltajes y corrientes medido por el relevador, ante una falla trifásica en la zona de protección de la 87 GD.

### 6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SIMULADOR DIGITAL EN TIEMPO REAL

Las condiciones de simulación son descritas en el capítulo 5, en esta sección se describen los resultados obtenidos mediante oscilogramas que muestran el comportamiento de los fasores durante las fallas y con graficas que contienen las corrientes de operación y restricción para justificar la operación de los relevadores.

#### 6.3.1 Pruebas sin saturación y sin resistencia de falla

Se realizaron diferentes pruebas aplicando fallas francas dentro y fuera de la zona de protección diferencial usando transformadores de corriente ideales para restar efectos de transformación y saturación además de evaluar la operación de la protección diferencial con señales ideales.

Los resultados de estas pruebas son reportados en tablas que contienen los tiempos de operación de los relevadores y gráficas que muestran el comportamiento de los fasores durante las fallas.

La tabla 6.2 contiene los tiempos de operación de los relevadores ante diferentes fallas francas dentro de la zona de protección diferencial, en este caso las fallas se aplican a los 18.5 segundos después de haber iniciado la simulación digital.

Tabla 6.2 Operación de los relevadores ante fallas dentro de la zona de protección sin saturación de TC y sin resistencia de falla.

| Tipo de falla     | Tiempos de operación de los relevadores (Segundos) |             |                     |
|-------------------|--|-------------|---------------------|
|                   | Relevador A  | Relevador B | Relevador Prototipo |
| Trifásica         | No opera   | 0.0276      | 0.0114              |
| Bifásica          | No opera   | 0.0348      | 0.0120              |
| Bifásica a tierra | 0.0524   | 0.0308      | 0.0116              |
| Línea a tierra    | 0.0700   | 0.0274      | 0.0126              |

La figura 6.4 ilustra el oscilograma de una falla trifásica dentro de la zona de protección, mostrando las corrientes de fase y de neutro, además la respuesta de los relevadores; por otro lado la figura 6.5 presenta el comportamiento de los relevadores ante una falla monofásica dentro de la zona de protección diferencial.

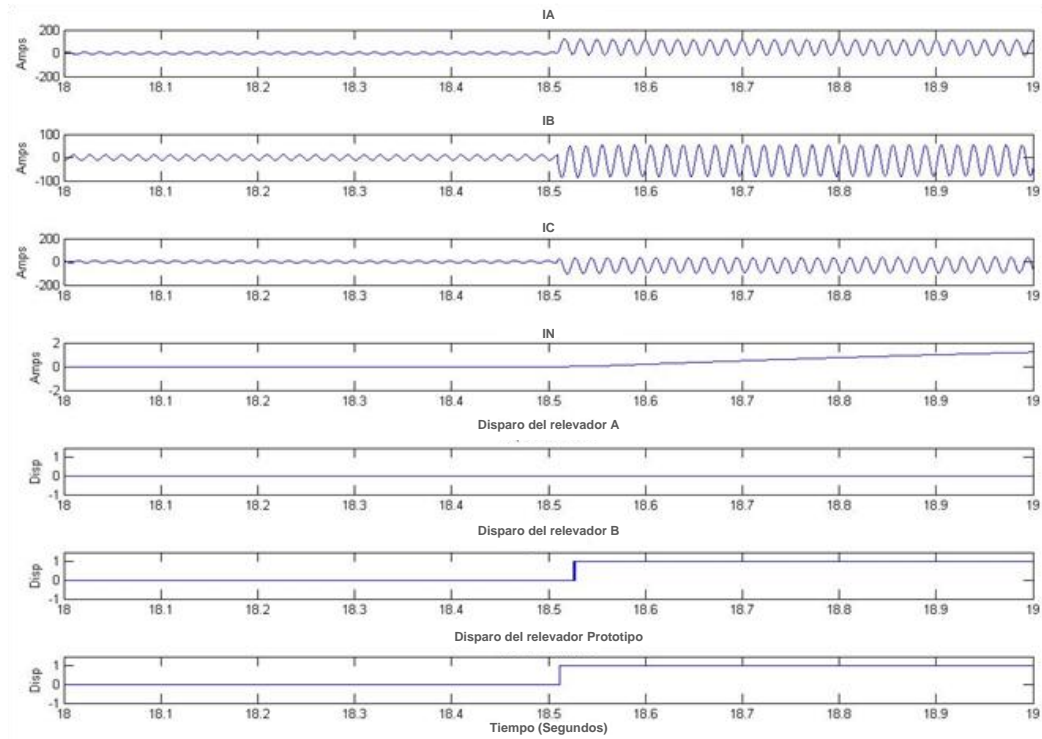


Figura 6.4 Oscilograma de falla trifásica interna sin presencia de saturación de TC.

Los tiempos de operación de los relevadores ante las fallas de las figuras 6.4 y 6.5, son mostrados en la tabla 6.2.



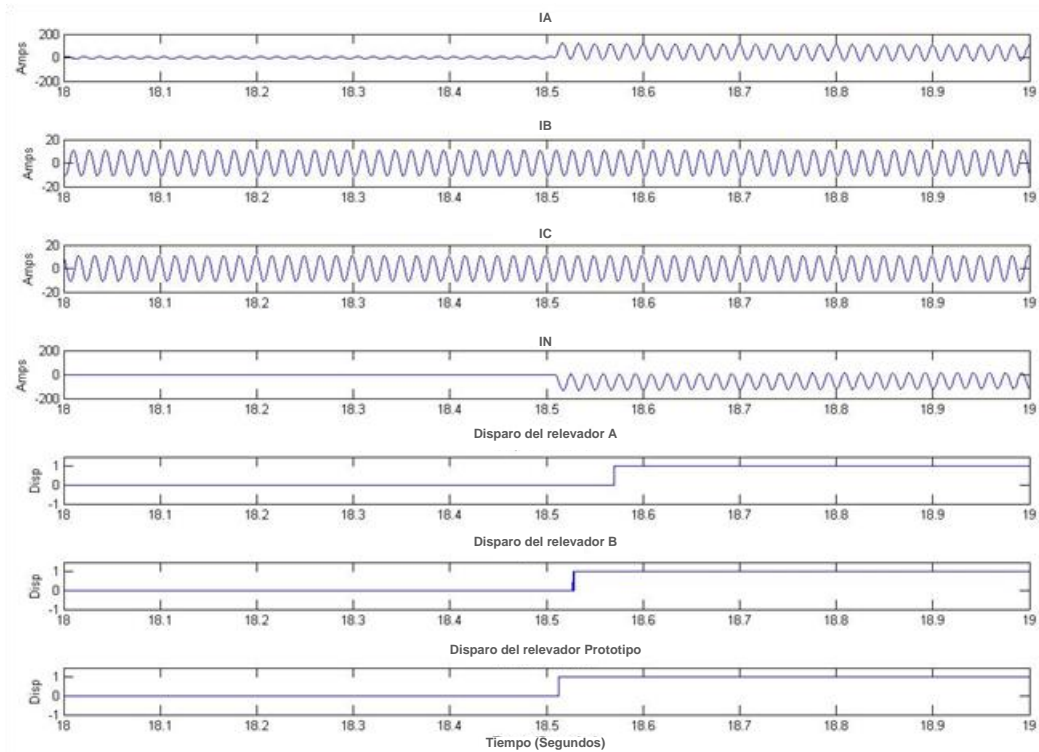


Figura 6.5 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona interna sin presencia de saturación de TC.

El comportamiento del algoritmo de protección diferencial de porcentaje mencionado en el capítulo 3, puede observarse mediante una gráfica que muestre la trayectoria de las corrientes de operación y restricción en estado estable y durante una falla.

La gráfica 6.6 detalla el comportamiento de las corrientes de operación y restricción ante fallas dentro de la zona de protección diferencial y sin presencia de saturación.

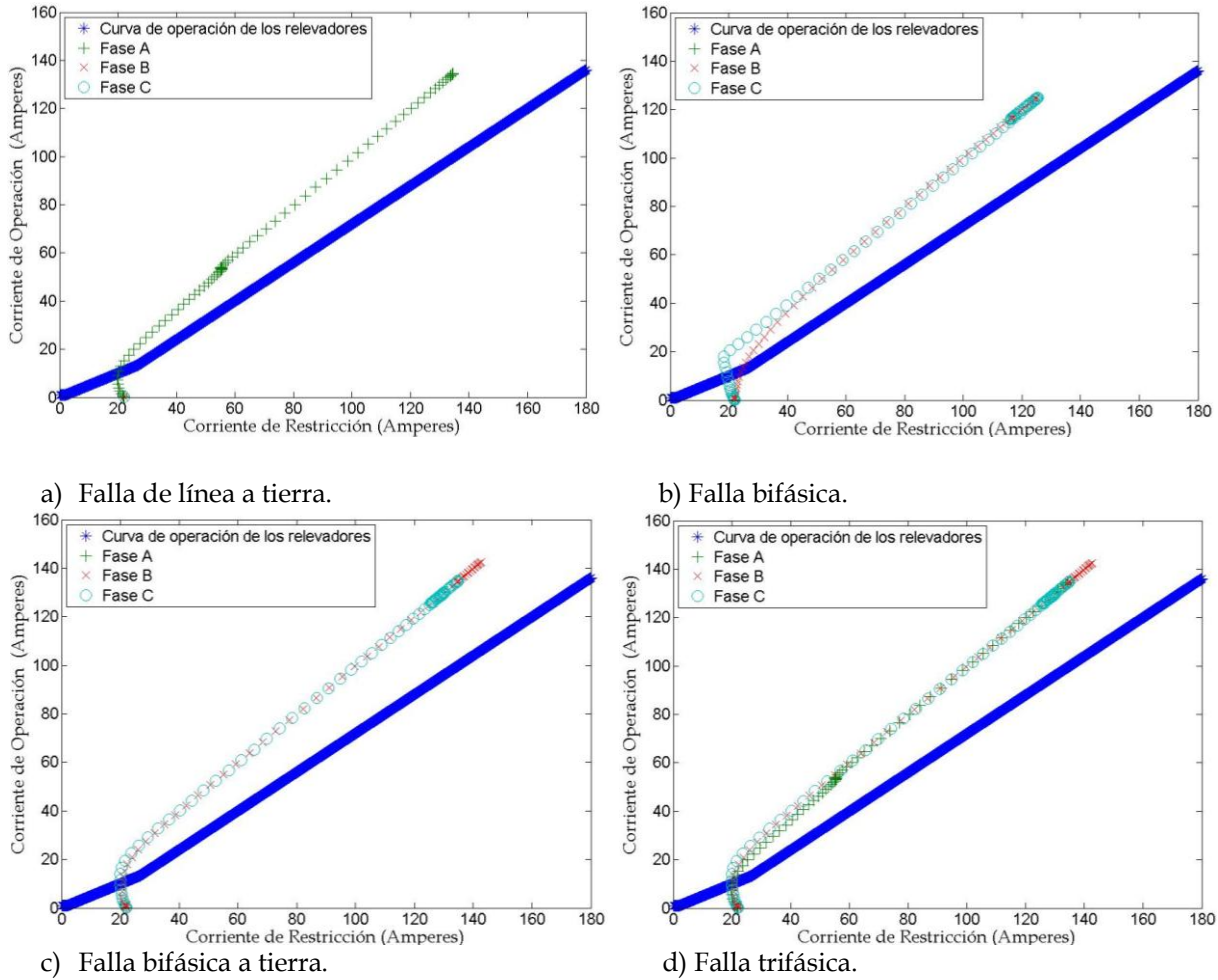


Figura 6.6 Corrientes de operación y restricción en fallas internas sin presencia de saturación de TC.

En los cuatro casos de falla de la figura 6.6, se muestra que la trayectoria de las corrientes supera la curva característica del relevador delimitada por una línea azul, por lo que la señal de disparo es mandada con los tiempos de operación tal y como se reporta en la tabla 6.2.

Las simulaciones de fallas fuera de la zona de protección diferencial y sin saturación de TCs no provocaron que los relevadores operaran, por lo que en este contexto no se tiene una tabla que contenga los tiempos de operación de cada relevador; sin embargo, la figura 6.7 muestra el oscilograma de una falla trifásica fuera de la zona de protección diferencial donde se observa el comportamiento de los fasores durante la falla.

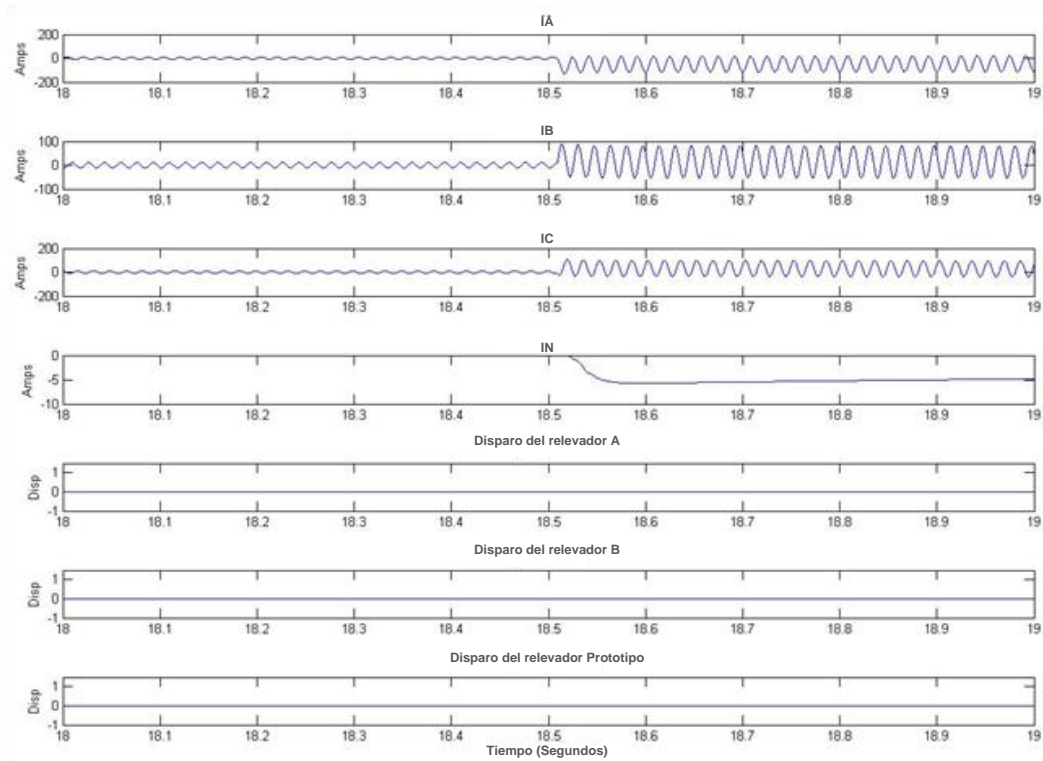


Figura 6.7 Oscilograma de falla trifásica en zona externa sin presencia de saturación de TC.

En la figura 6.8 se muestra el oscilograma de una falla de monofásica fuera de la zona de protección diferencial, en las figuras 6.7 y 6.8 se observa claramente que los relevadores no operan debido a la ubicación de la falla, este fenómeno puede ser entendido observando la figura 6.9 donde se justifica la operación de los relevadores ante estas condiciones de falla.

## Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono

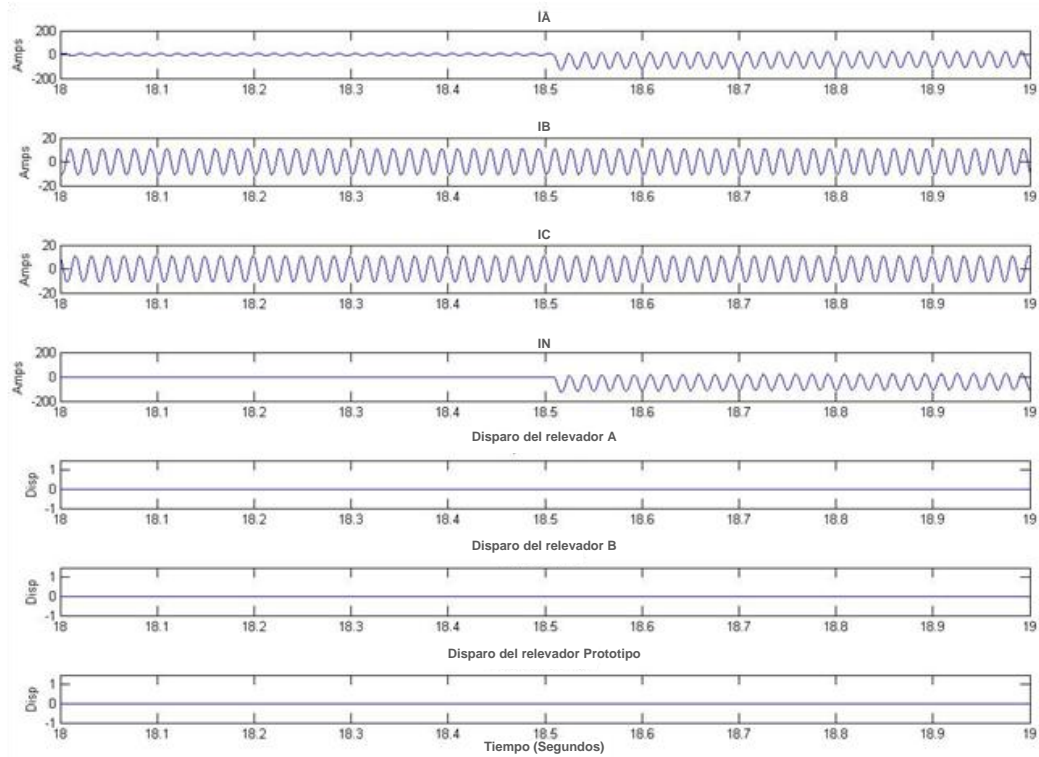


Figura 6.8 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona externa sin presencia de saturación de TC.

La figura 6.9 muestra las corrientes de operación y restricción que se generan cuando se presentan fallas ubicadas fuera de la zona de protección diferencial. El disparo del interruptor es bloqueado debido a que la corriente de restricción es dos veces el valor de la corriente que aporta el generador a la falla y la corriente de operación es casi cero por lo que no supera la curva de operación del relevador y por lo tanto, no opera la protección diferencial.

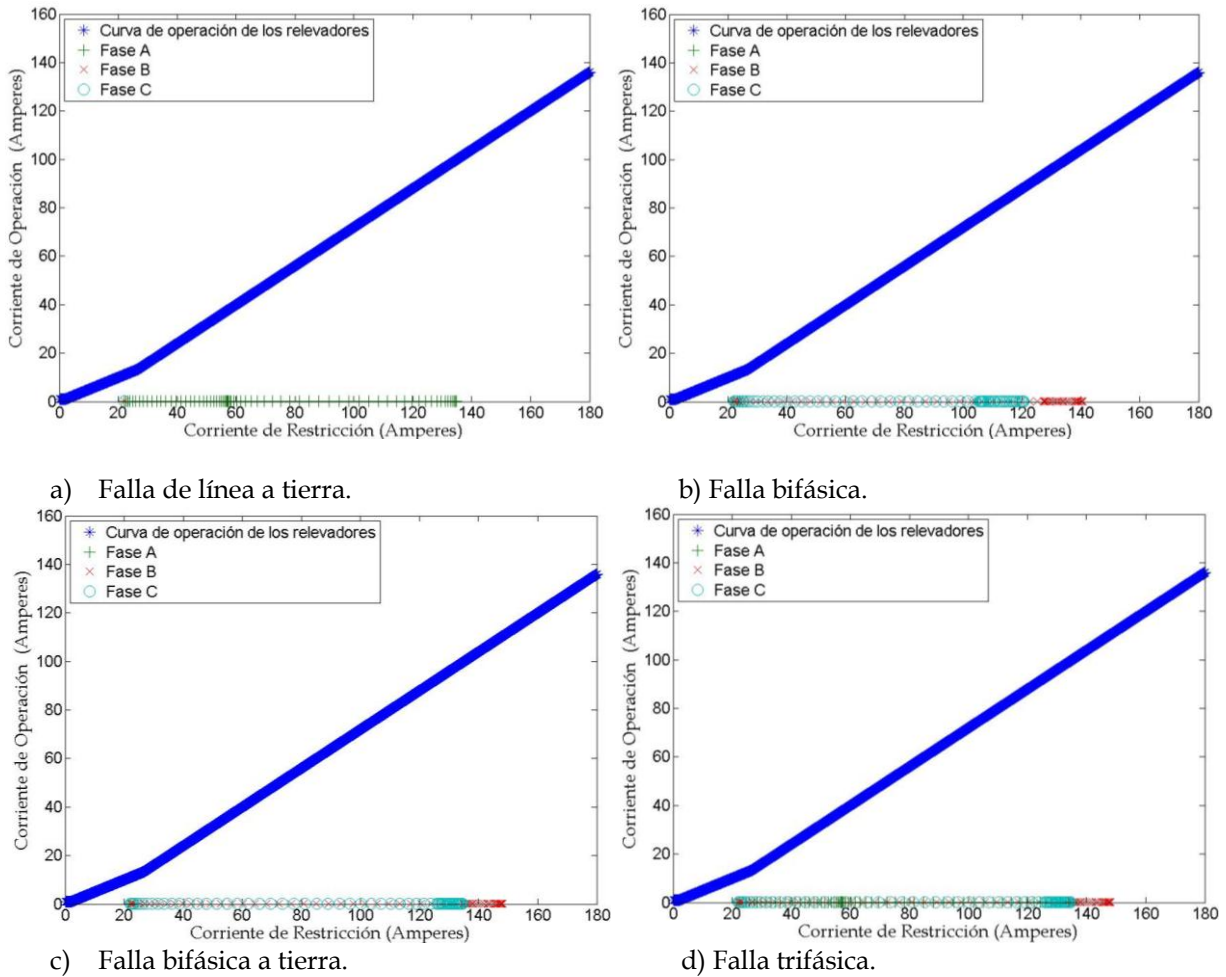


Figura 6.9 Corrientes de operación y restricción en fallas externas sin presencia de saturación de TC.

### 6.3.2 Pruebas con saturación y sin resistencia de falla

Al incorporar el efecto de la saturación de transformadores de corriente, existe la posibilidad de que se produzca un error significativo en la operación de la protección diferencial. En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones de fallas dentro y fuera de la zona de protección diferencial con saturación de TCs y sin resistencia de falla.

La tabla 6.3 presenta los tiempos de operación de los relevadores ante fallas dentro de la zona de protección diferencial con presencia de saturación en los transformadores de corriente, en este caso se observa que la protección opera adecuadamente.

Tabla 6.3 Operación de los relevadores ante fallas dentro de la zona de protección con saturación de TC y sin resistencia de falla.

| Tipo de falla     | Tiempos de operación de los relevadores (Segundos) |             |                     |
|-------------------|--|-------------|---------------------|
|                   | Relevador A  | Relevador B | Relevador Prototipo |
| Trifásica         | 0.1134   | 0.0402      | 0.0240              |
| Bifásica          | 0.1838   | 0.0414      | 0.0254              |
| Bifásica a tierra | 0.0658   | 0.0386      | 0.0240              |
| Línea a tierra.   | 0.0676   | 0.0466      | 0.0240              |

La figura 6.10 muestra el oscilograma de una falla trifásica con TC saturados donde se observa que los TCs se encuentran reproduciendo los fasores en estado estable correctamente y cuando inicia la falla las corrientes de fase pierden su forma sinusoidal.

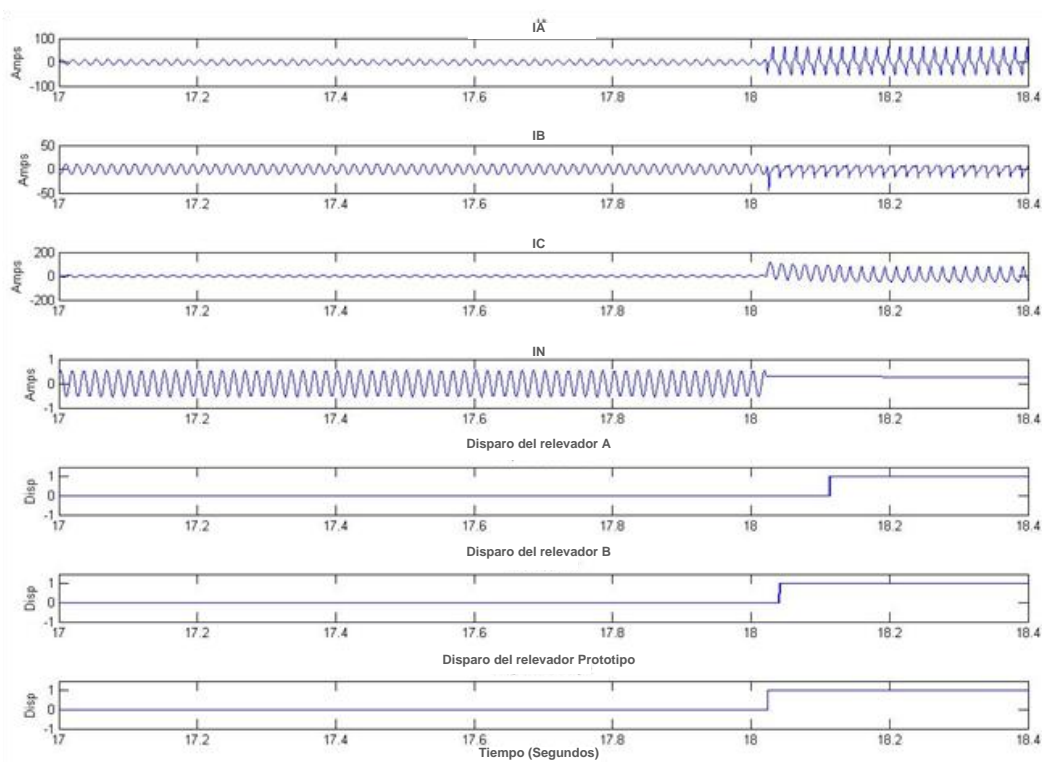


Figura 6.10 Oscilograma de falla trifásica en zona interna con presencia de saturación de TC.

La figura 6.11 muestra el oscilograma de una falla de línea a tierra con TC saturado de la fase A; se observa que la corriente pierde su forma sinusoidal al iniciar la falla. En estado estable la forma de onda se conserva sinusoidal así como en las fases sin falla durante el cortocircuito.

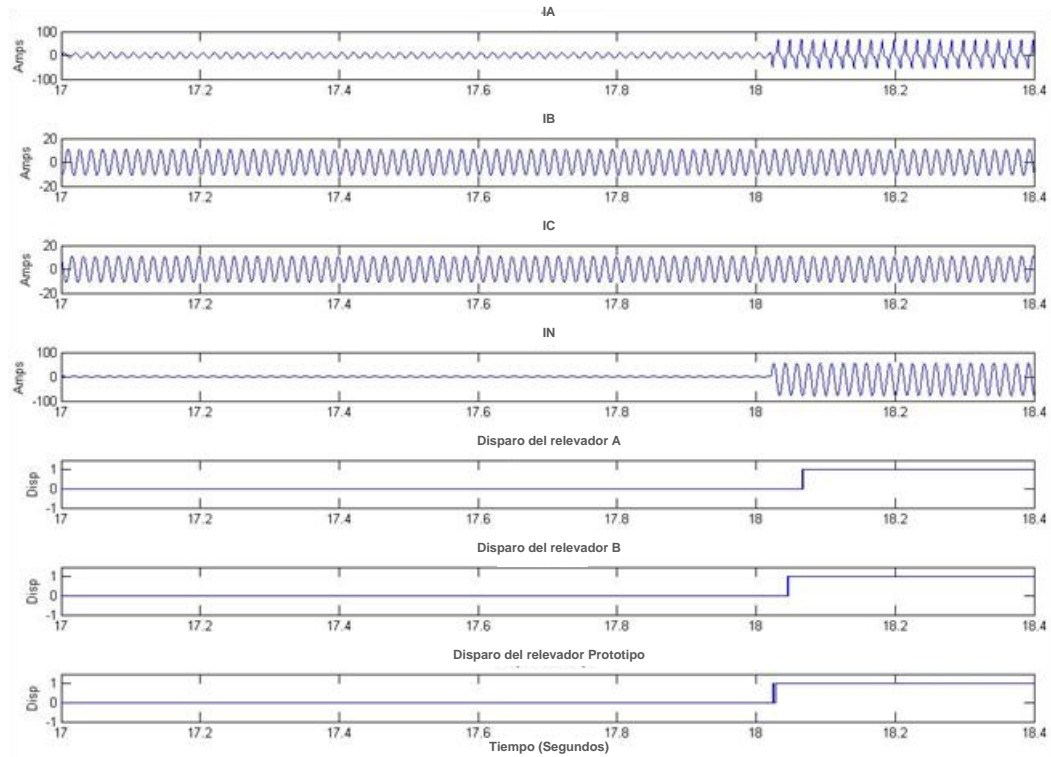


Figura 6.11 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona interna con presencia de saturación de TC.

Las corrientes de restricción y operación con presencia de saturación se deforman drásticamente en comparación con una medición ideal como en 6.3.1; sin embargo los relevadores operan adecuadamente debido a que las fallas se localizan dentro de la zona de protección diferencial. La figura 6.9 muestra el comportamiento de las corrientes de restricción y operación durante las fallas con presencia de saturación de TCs, lo que justifica la operación de los relevadores ante las fallas dentro de la zona de protección diferencial y con saturación de TCs, donde se observa que en todas las fallas, la corriente de operación supera la curva característica del relevador diferencial.

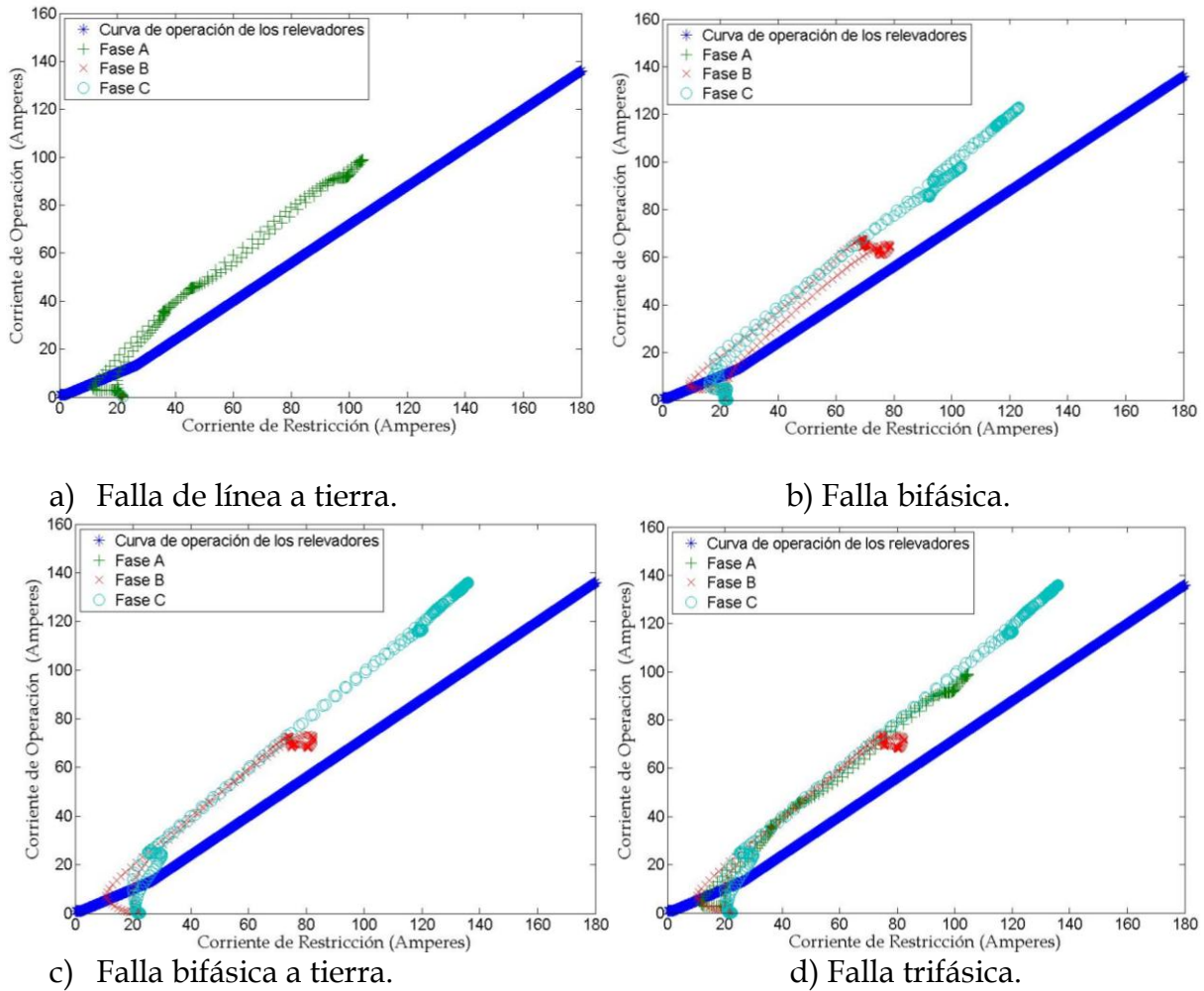


Figura 6.12 Corrientes de operación y restricción en fallas internas con presencia de saturación de TC.

En las fallas fuera de la zona de protección diferencial, el efecto de la saturación de los TCs tiene un impacto importante en la operación de los relevadores, al tener señales distorsionadas; por lo que la estimación de los fasores es errónea y con esta situación los relevadores operan erróneamente.

Las simulaciones realizadas en este trabajo revelan el impacto que ejerce la saturación de los TCs en el esquema de protección diferencial.

La tabla 6.4 muestra los tiempos de operación de los relevadores ante fallas fuera de la zona de protección diferencial y con saturación de los TCs.



Tabla 6.4 Operación de los relevadores ante fallas fuera de la zona de protección con saturación de TC y sin resistencia de falla.

| Tipo de falla     | Tiempos de operación de los relevadores (Segundos) |             |                     |
|-------------------|--|-------------|---------------------|
|                   | Relevador A  | Relevador B | Relevador Prototipo |
| Trifásica         | No opera   | 0.0434      | 0.0286              |
| Bifásica          | No opera   | 0.0456      | 0.0274              |
| Bifásica a tierra | No opera   | 0.0482      | 0.0286              |
| Línea a tierra.   | No opera   | 0.0488      | 0.0240              |

La figura 6.13 muestra una falla trifásica fuera de la zona de protección, en el oscilograma se observa que las señales de corriente durante la falla no tienen una forma sinusoidal.

Esta condición de saturación de los TCs provoca que los relevadores operen erróneamente.

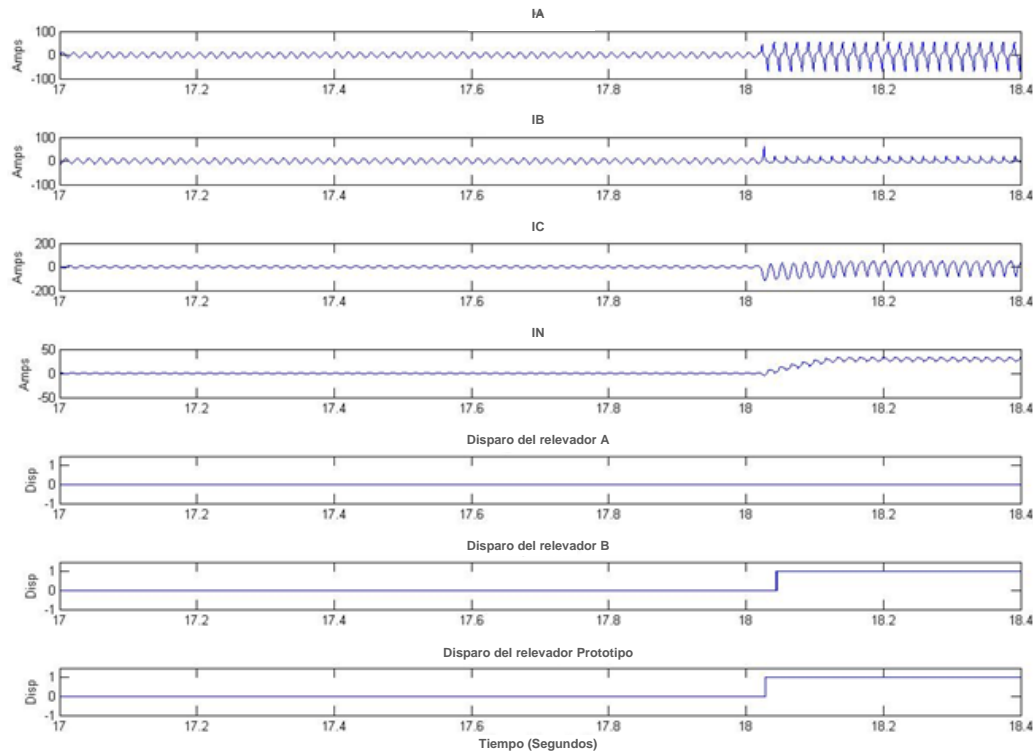


Figura 6.13 Oscilograma de falla trifásica en zona externa con presencia de saturación de TC.

La figura 6.14 muestra el oscilograma de una falla de línea a tierra fuera de la zona de protección diferencial, sin embargo, los relevadores tienen una operación incorrecta a excepción de Relevador A.

El relevador prototipo tiene una operación intermitente esto se justifica con la figura 6.15a, donde se observa que la corriente de operación supera la curva característica del relevador de forma momentánea.

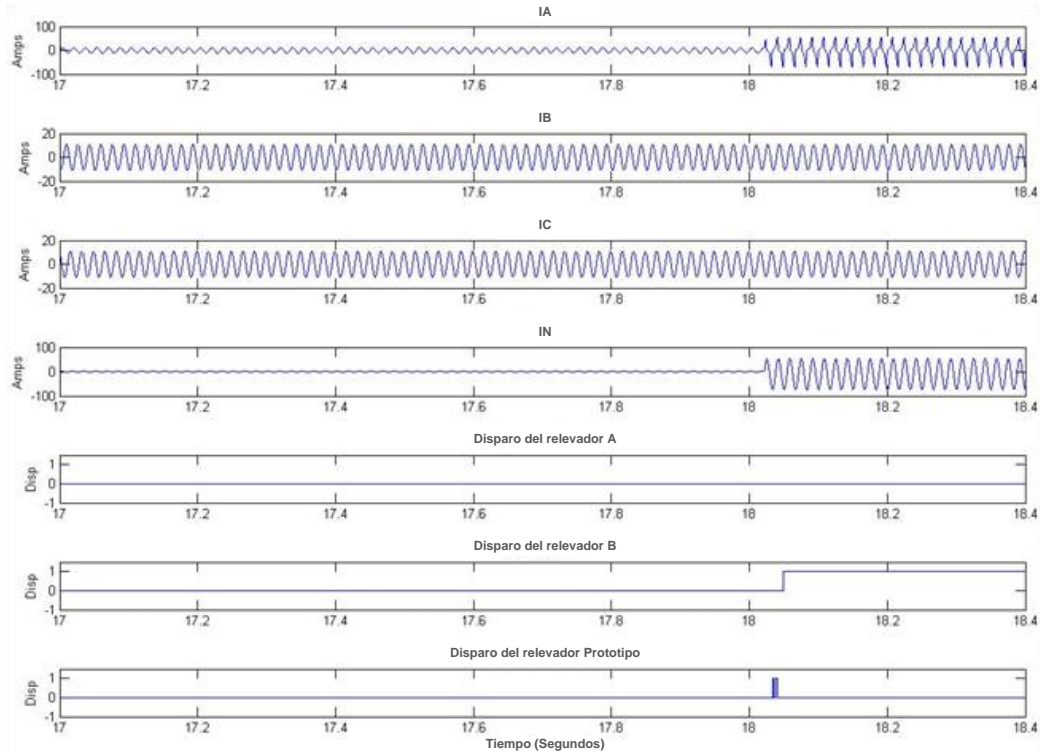


Figura 6.14 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona externa con presencia de saturación de TC.

La figura 6.15 presenta las corrientes de operación y restricción ante fallas fuera de la zona de protección diferencial y con saturación de los TCs. Se observa que el comportamiento de las corrientes de operación y restricción se ve sumamente afectado por la saturación de los TCs, esto ocasiona que exista una operación incorrecta en los relevadores.

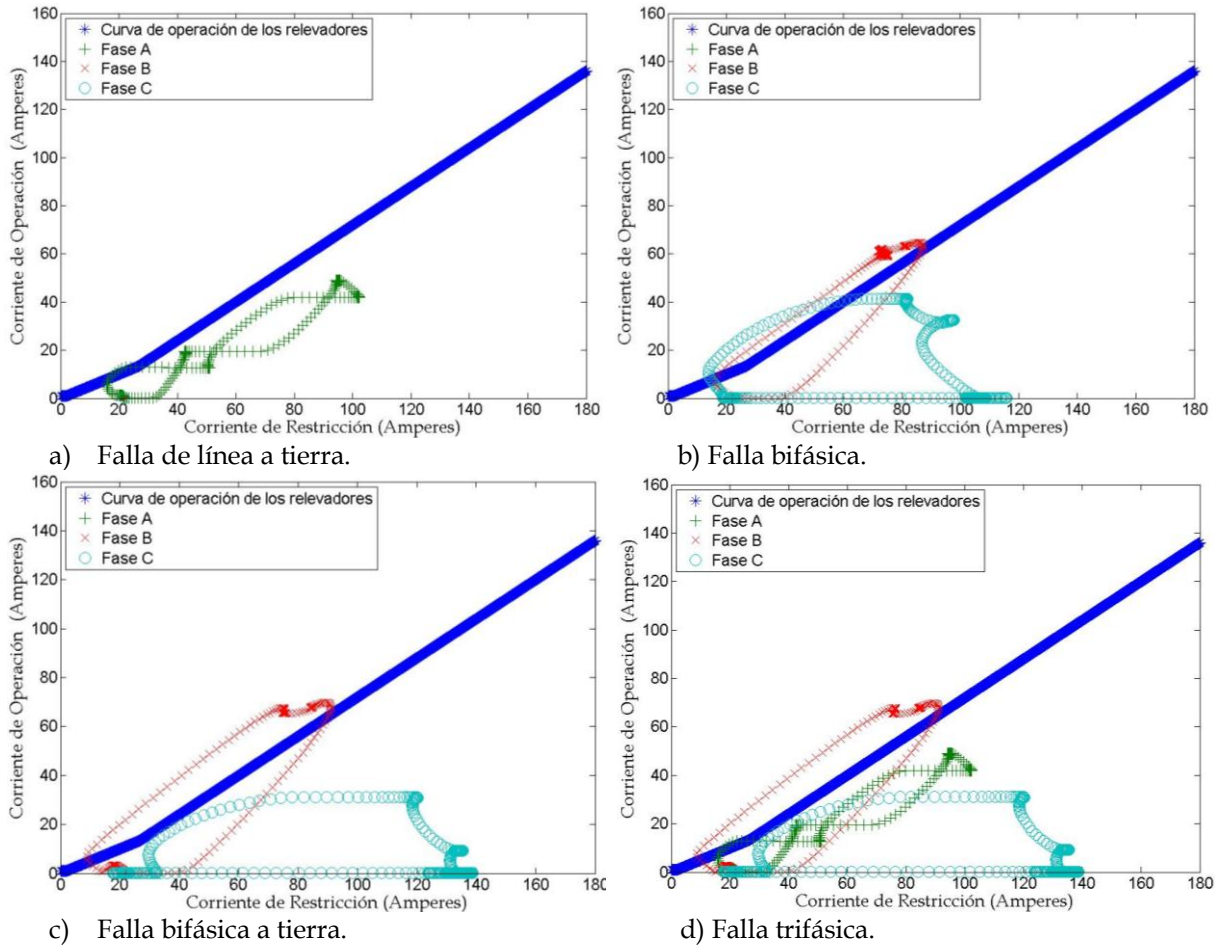


Figura 6.15 Corrientes de operación y restricción en fallas externas con presencia de saturación de TC.

### 6.3.3 Pruebas sin saturación y con resistencia de falla

Las simulaciones que se presentan en esta sección muestran el efecto que provocan las fallas con resistencia a tierra en la protección diferencial.

La tabla 6.5 contiene los tiempos de operación de los relevadores con fallas que tienen diferentes valores de resistencia de falla dentro de la zona de protección.

Tabla 6.5 Operación de los relevadores ante fallas dentro de la zona de protección sin saturación de TC y con resistencia de falla.

| Tipo de falla     | Resistencia de falla ( $\Omega$ ) | Tiempos de operación de los relevadores (Segundos) |             |                     |
|-------------------|-----------------------------------|--|-------------|---------------------|
|                   |                                   | Relevador A  | Relevador B | Relevador Prototipo |
| Trifásica         | 2                                 | No opera   | 0.0340      | 0.0166              |
|                   | 5                                 | No opera   | 0.0388      | 0.0218              |
|                   | 8                                 | No opera   | 0.0360      | 0.0202              |
| Bifásica          | 2                                 | No opera   | 0.0334      | 0.0168              |
|                   | 5                                 | No opera   | 0.0442      | 0.0244              |
|                   | 8                                 | No opera   | 0.0420      | 0.0220              |
| Bifásica a tierra | 2                                 | 0.0714   | 0.0342      | 0.0164              |
|                   | 5                                 | 0.0518   | 0.0422      | 0.0234              |
|                   | 8                                 | 0.0542   | 0.0430      | 0.0206              |
| Línea a tierra.   | 2                                 | 0.0514   | 0.0378      | 0.0180              |
|                   | 5                                 | 0.0624   | 0.0380      | 0.0220              |
|                   | 8                                 | 0.0490   | 0.0376      | 0.0212              |

La figura 6.16 muestra el oscilograma de una falla trifásica dentro de la zona de protección diferencial que tiene una resistencia de falla de 5 Ohms, se observa que los relevadores que utilizan un algoritmo de protección diferencial por fase operan satisfactoriamente, sin embargo, el relevador que cuenta con un algoritmo de protección diferencial a tierra no opera.

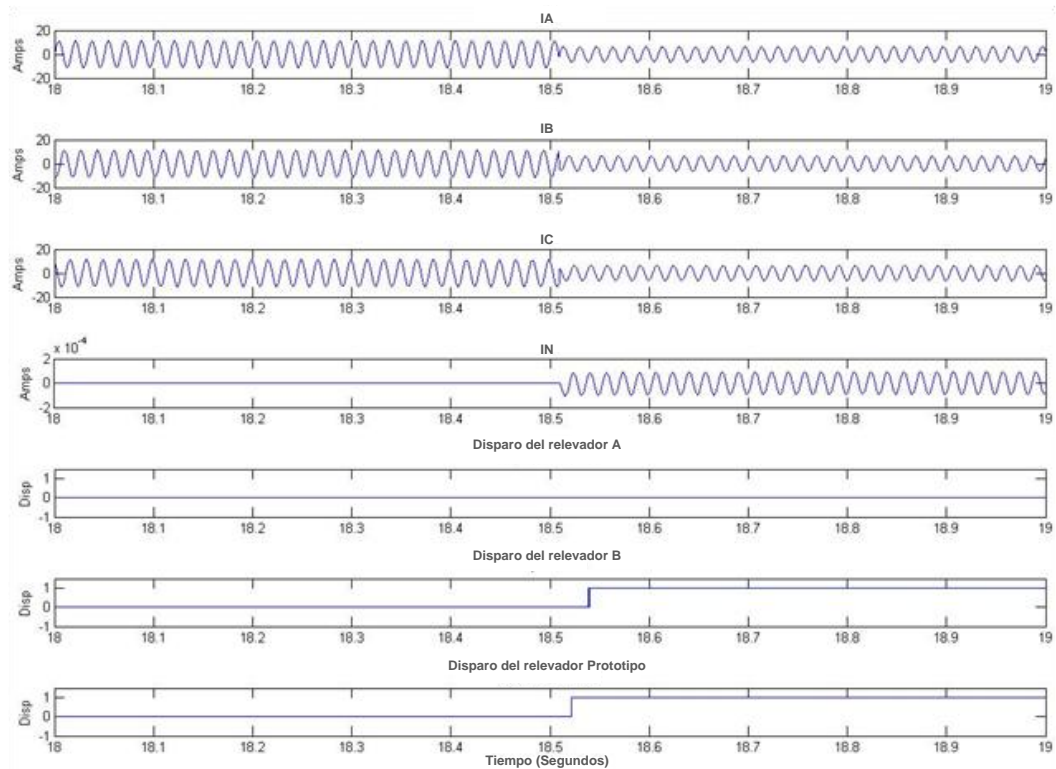


Figura 6.16 Oscilograma de falla trifásica en zona interna con resistencia de 5 Ohms.

En contraste a la figura 6.16, la operación de los relevadores es satisfactoria ante una falla de línea a tierra dentro de la zona de protección diferencial y con una resistencia de falla de 5 Ohms; esta respuesta está ilustrada en la figura 6.17, la cual muestra el oscilograma de la falla.

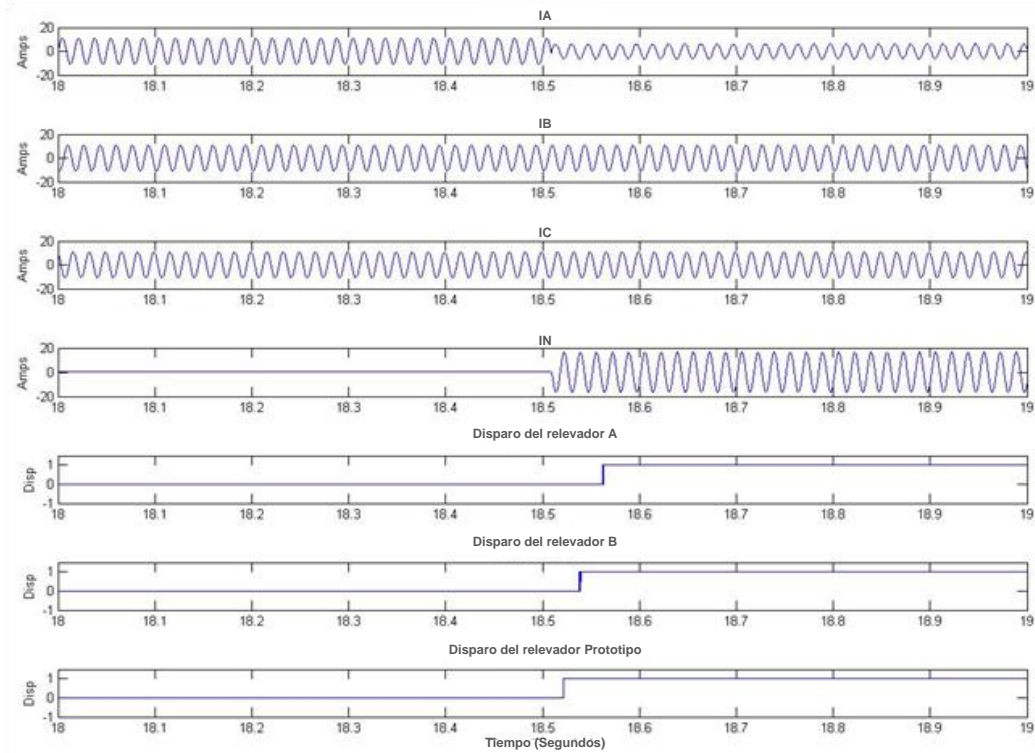
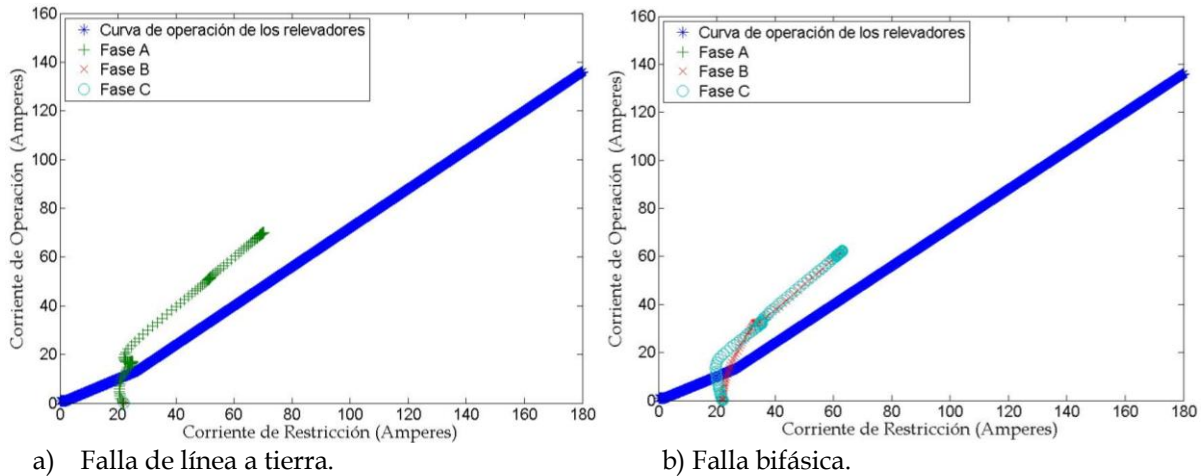
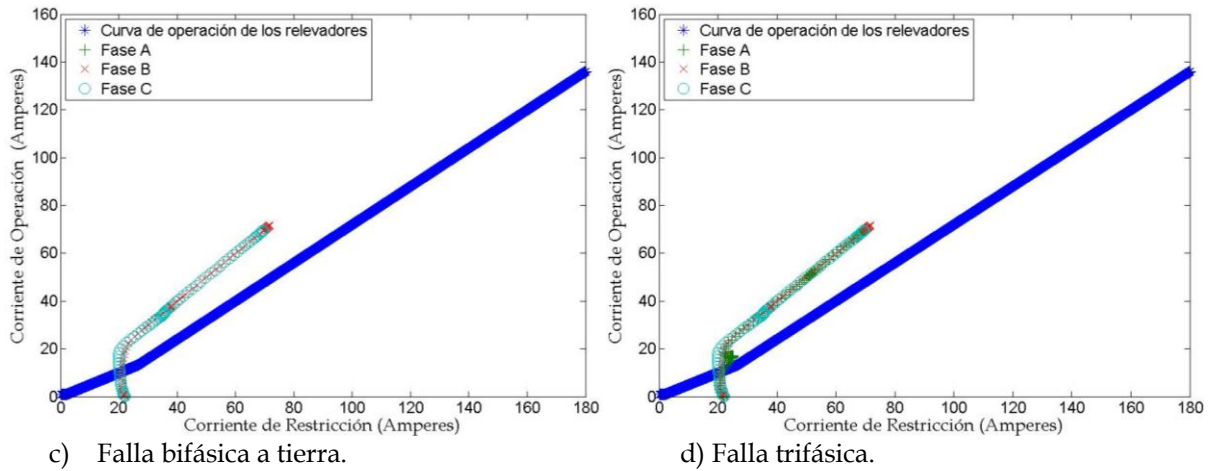


Figura 6.17 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona interna con resistencia de 5 Ohms.

La figura 6.18 contiene el comportamiento de las corrientes de operación y restricción formada con los fasores de las corrientes de fase de los TC, en este caso se simula un cortocircuito con 2 Ohms de resistencia de falla. En esta gráfica se observa que la resistencia de falla de 2 Ohms limita la corriente de cortocircuito con respecto a una falla franca; sin embargo, la corriente de operación de la protección diferencial en estas fallas supera la curva característica de operación del relevador y la protección diferencial opera de manera adecuada.





c) Falla bifásica a tierra. d) Falla trifásica.  
 Figura 6.18 Corrientes de operación y restricción en fallas internas sin presencia de saturación de TC y resistencia de 2 Ohms.

La figura 6.19 muestra las corrientes de operación y restricción de los cortocircuitos con 5 Ohms de resistencia de falla. Las corrientes de operación y restricción formadas con las fallas ilustradas en las figuras 6.16 y 6.17 se pueden observar en la figura 6.19d y 6.19a respectivamente.

En el caso de cortocircuitos con 5 Ohms de resistencia de falla, se limita más la corriente cortocircuito; sin embargo la protección diferencial logra detectar las fallas adecuadamente.

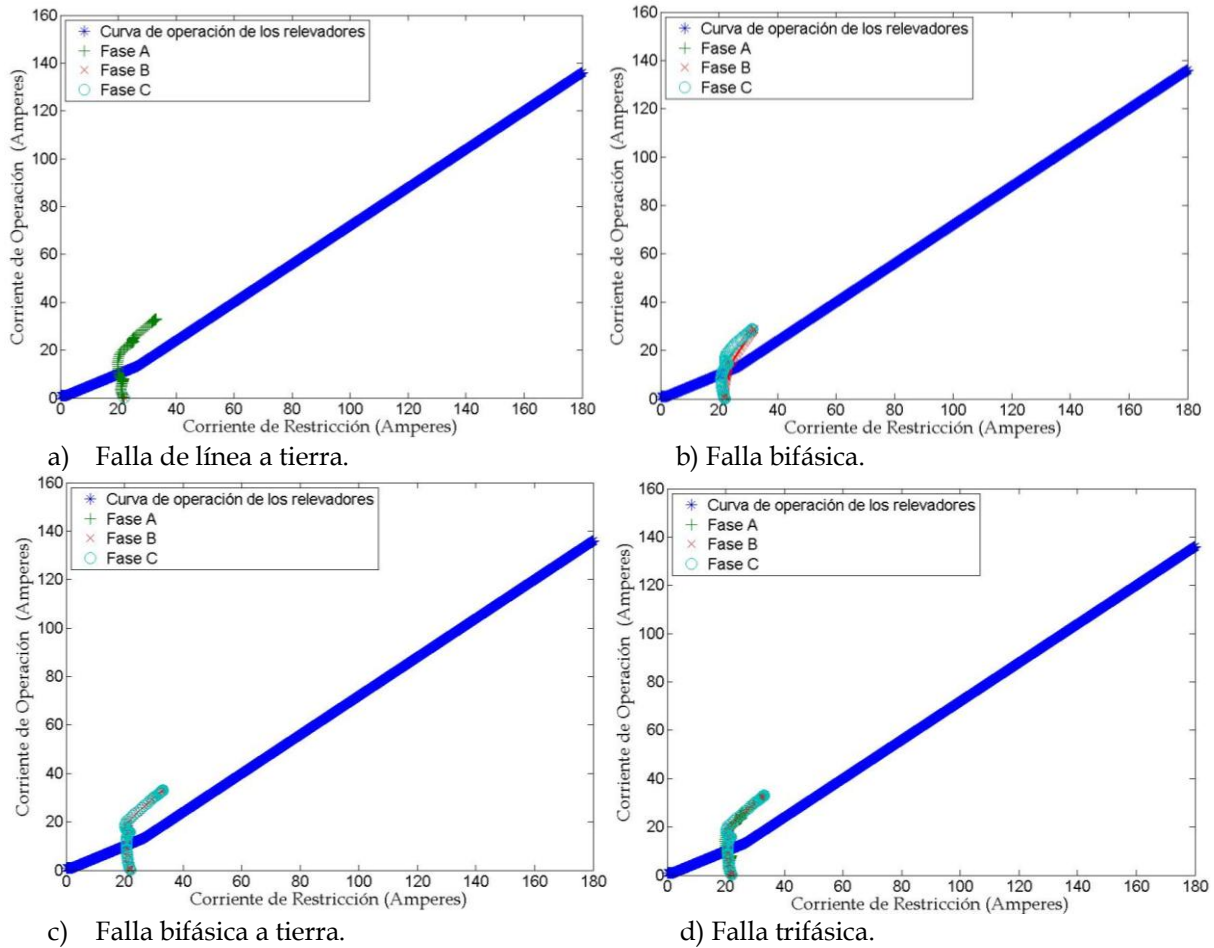


Figura 6.19 Corrientes de operación y restricción en fallas dentro de la zona de protección sin presencia de saturación de TC y resistencia de 5 Ohms.

### 6.3.4 Pruebas con saturación y con resistencia de falla

Las pruebas con presencia de saturación de TC y con resistencia de falla, son reportadas en las tablas 6.6 y 6.7, donde se exponen los tiempos de operación de los relevadores ante este tipo de cortocircuitos.

La tabla 6.6 muestra los tiempos de operación de las fallas dentro de la zona de protección diferencial con TCs saturados y resistencia de falla.



Tabla 6.6 Operación de los relevadores ante fallas dentro de la zona de protección con saturación de TC y con resistencia de falla.

| Tipo de falla     | Resistencia de falla ( $\Omega$ ) | Tiempos de operación de los relevadores (Segundos) |             |                     |
|-------------------|-----------------------------------|--|-------------|---------------------|
|                   |                                   | Relevador A  | Relevador B | Relevador Prototipo |
| Trifásica         | 2                                 | No opera   | 0.0456      | 0.0286              |
|                   | 5                                 | 0.5746   | 0.0492      | 0.0354              |
|                   | 8                                 | No opera   | 0.0490      | 0.0352              |
| Bifásica          | 2                                 | No opera   | 0.0488      | 0.0310              |
|                   | 5                                 | No opera   | 0.0558      | 0.0382              |
|                   | 8                                 | No opera   | 0.0560      | 0.0388              |
| Bifásica a tierra | 2                                 | 0.0640   | 0.0492      | 0.0298              |
|                   | 5                                 | 0.0722   | 0.0490      | 0.0354              |
|                   | 8                                 | 0.0680   | 0.0494      | 0.0330              |
| Línea a tierra.   | 2                                 | 0.0694   | 0.0484      | 0.0286              |
|                   | 5                                 | 0.0738   | 0.0532      | 0.0362              |
|                   | 8                                 | 0.0730   | 0.0530      | 0.0320              |

Las figuras 6.20 y 6.21 muestran el comportamiento de las corrientes de fase ante fallas dentro de la zona de protección diferencial con TCs saturados y resistencia de falla.

Una falla trifásica con 5 Ohms de resistencia a tierra dentro de la zona de protección diferencial es ilustrada en la figura 6.20, donde se observa que la resistencia limita la corriente de cortocircuito, por lo que la saturación de los TCs no es de gran magnitud como en una falla solida.

Los tiempos de operación de los relevadores ante esta falla se encuentran en la tabla 6.6.

*Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono*

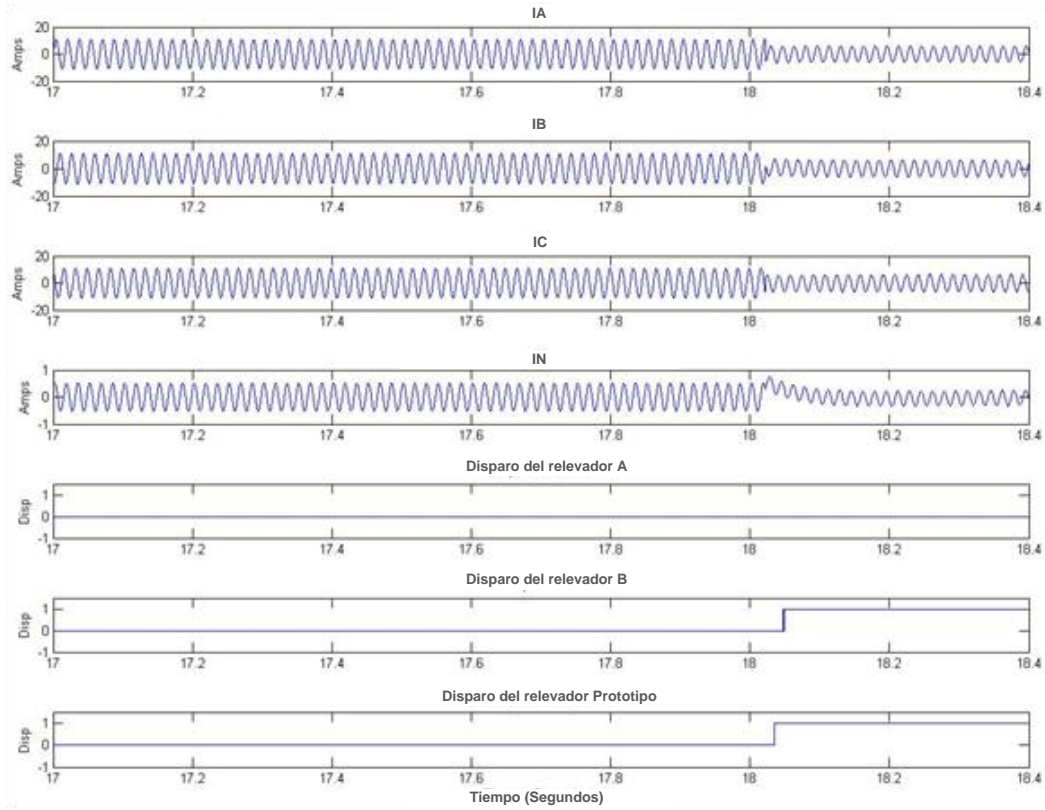


Figura 6.20 Oscilograma de falla trifásica en zona interna con resistencia de 5 Ohms y saturación de TC.

Una falla de línea a tierra con 5 Ohms de resistencia dentro de la zona de protección diferencial es mostrada en la figura 6.21, todos los relevadores operan adecuadamente con tiempo de operación registrados en la tabla 6.6.

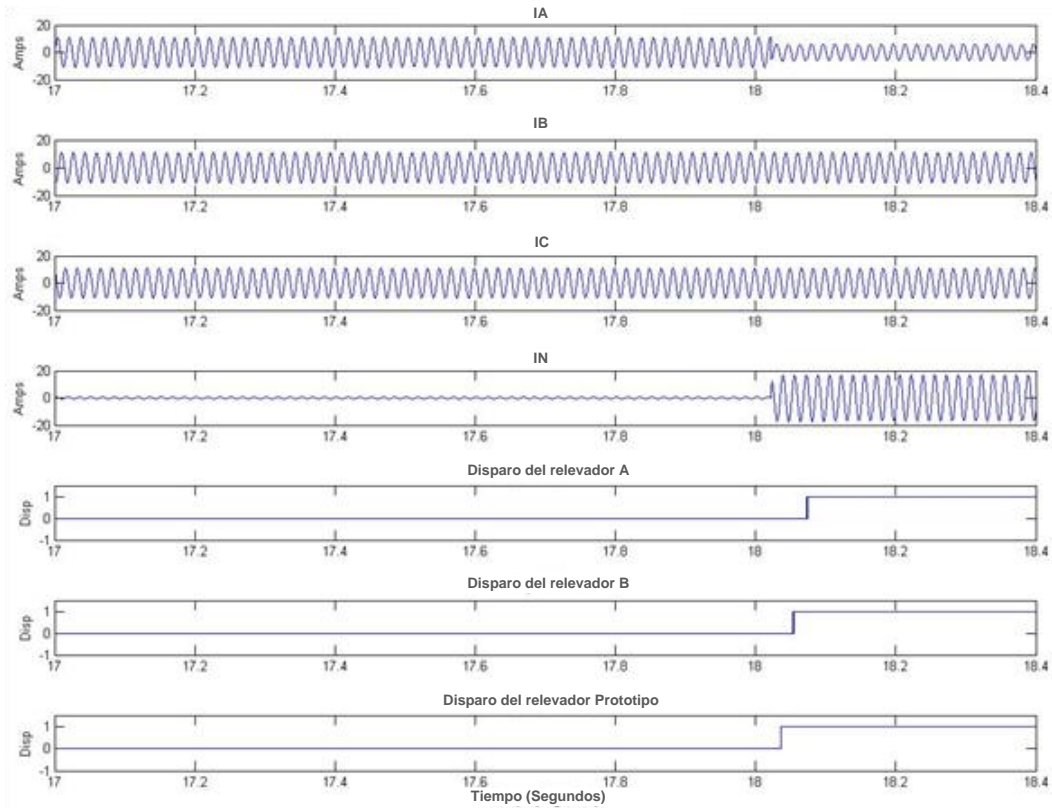


Figura 6.21 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona interna con resistencia de 5 Ohms y saturación de TC.

Las corrientes de operación y restricción formadas por el algoritmo de protección diferencial por fase para fallas con saturación de TCs y resistencia de falla son mostradas en las figuras 6.22 y 6.23.

La figura 6.22 detalla el comportamiento de las corrientes de operación y restricción de cortocircuitos con 2 Ohms de resistencia de falla en zona de protección diferencial, en esta figura se observa que el comportamiento de la corriente de operación es similar que en las fallas donde los TCs no están saturados; esto se debe a que la corriente está limitada por la resistencia de 2 Ohms y es menor que en el caso de una falla solida; por lo tanto, la saturación es menor que en una falla solida

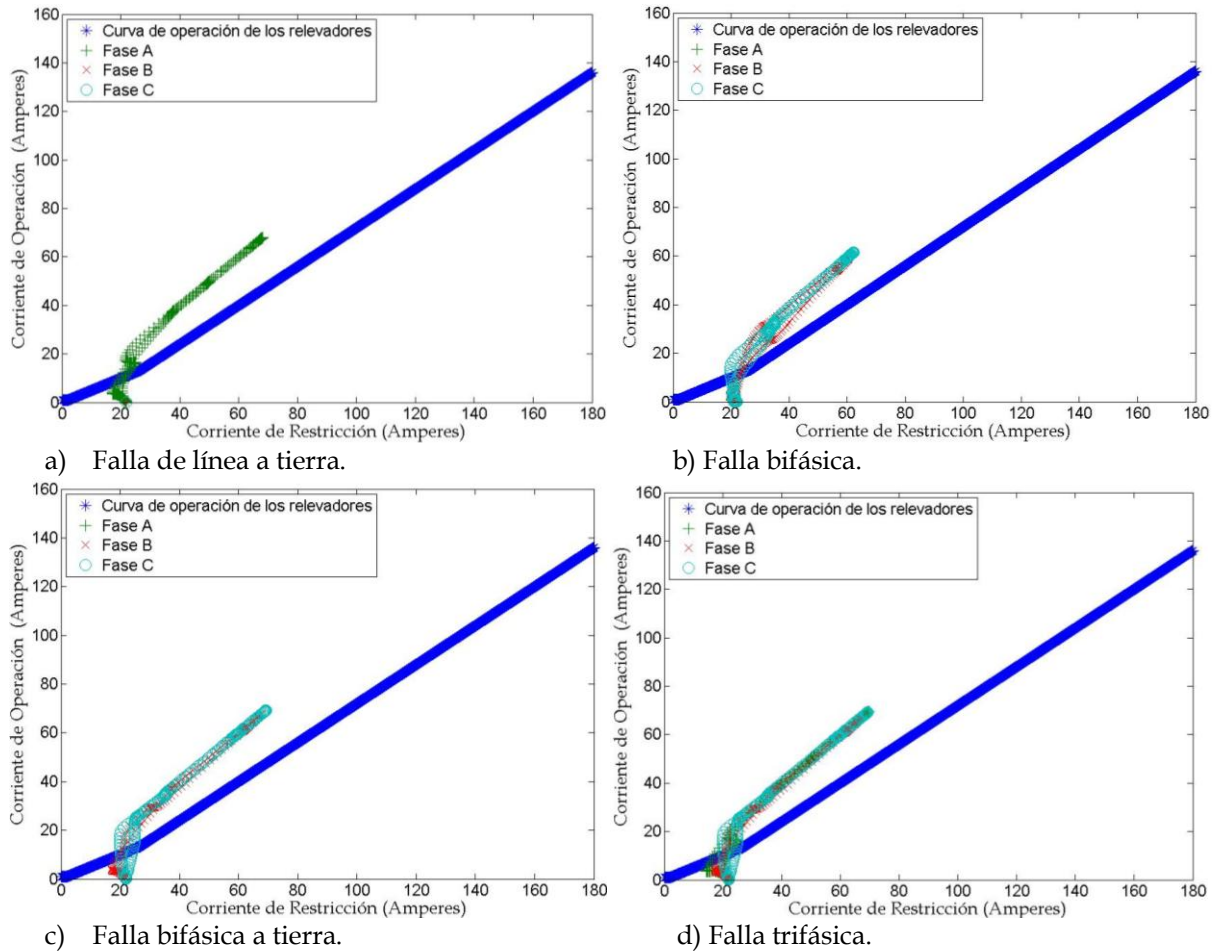


Figura 6.22 Corrientes de operación y restricción en fallas internas con presencia de saturación de TC y resistencia de 2 Ohms.

Las corrientes de operación y restricción formadas a partir de las corrientes de fase de los oscilogramas de las figuras 6.20 y 6.21 se muestran en la figura 6.23.

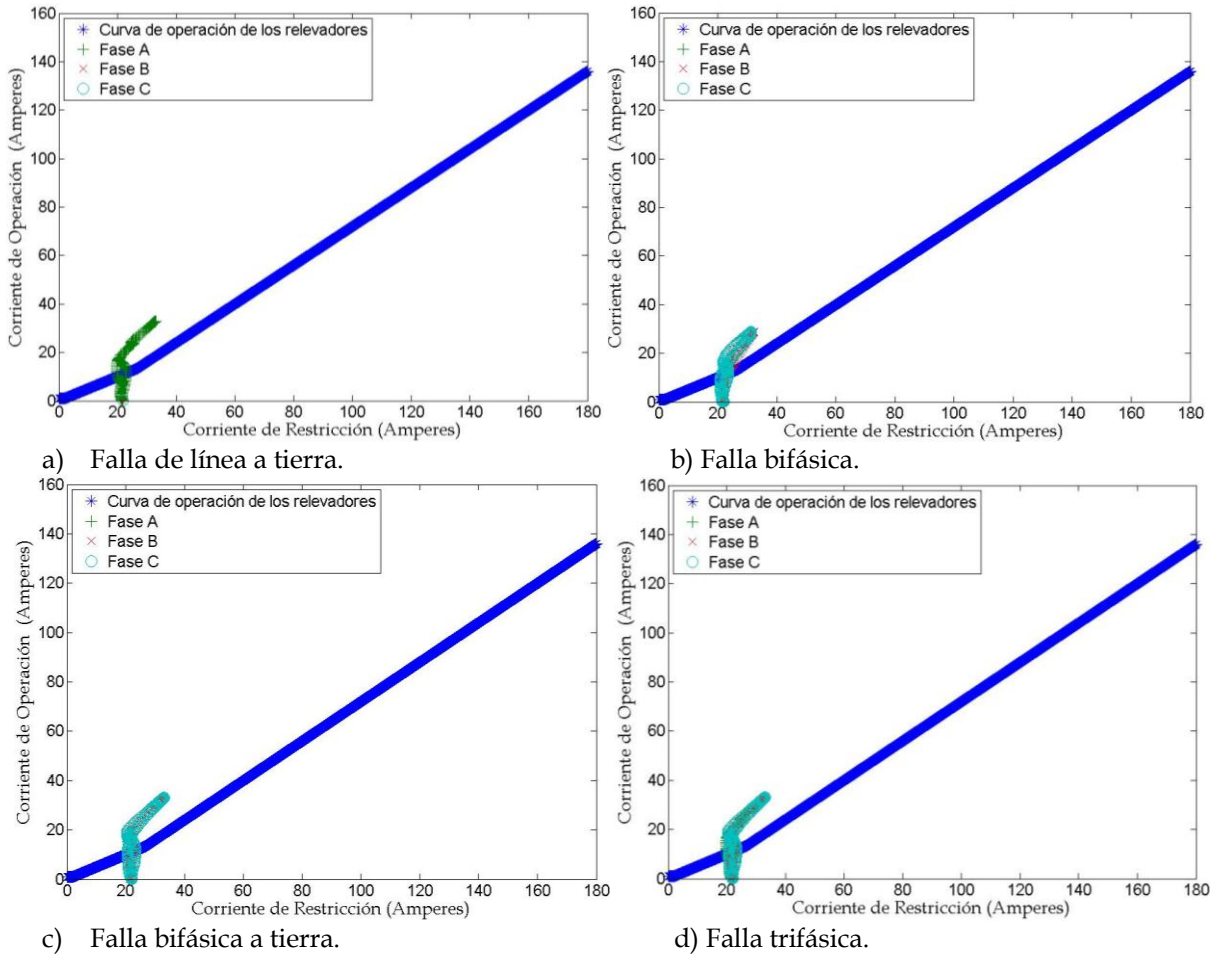


Figura 6.23 Corrientes de operación y restricción en fallas internas con presencia de saturación de TC y resistencia de 5 Ohms.

En contraste a las fallas fuera de la zona de protección diferencial con el uso de TCs ideales, al tener TCs saturados, la operación de los relevadores pueden tener una operación errónea, por tal motivo se registraron las corrientes de operación y restricción con fallas fuera de la zona de protección diferencial y además que tengan una resistencia de cortocircuito. En este caso al simular fallas fuera de la zona de protección con resistencias de 2, 5, y 8 Ohms no se presentaron operaciones indeseadas aun cuando los TCs se encuentran saturados, por lo que no se presenta una tabla con tiempos de operación.

La figura 6.24 muestra el oscilograma de una falla trifásica fuera de la zona de protección diferencial donde se observa que los relevadores no operan.

## Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono

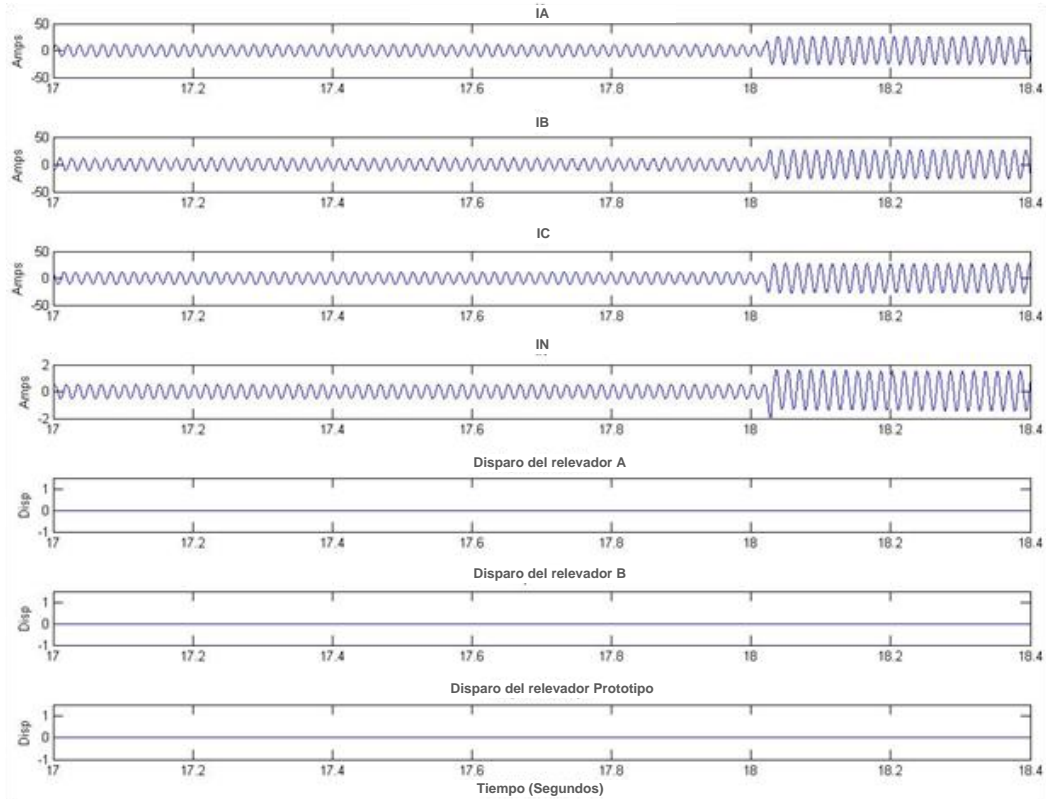


Figura 6.24 Oscilograma de falla trifásica en zona externa con resistencia de 5 Ohms y saturación de TC.

La representación gráfica de una falla de línea a tierra está representada mediante la figura 6.25, de igual forma que en la figura 6.24 los relevadores no operan.

Las resistencias de falla limitan la corriente de cortocircuito, por lo que los transformadores no desarrollan una saturación crítica, en estas condiciones la corriente de operación no llega a superar la curva de operación del relevador diferencial, por lo que los relevadores operan adecuadamente.

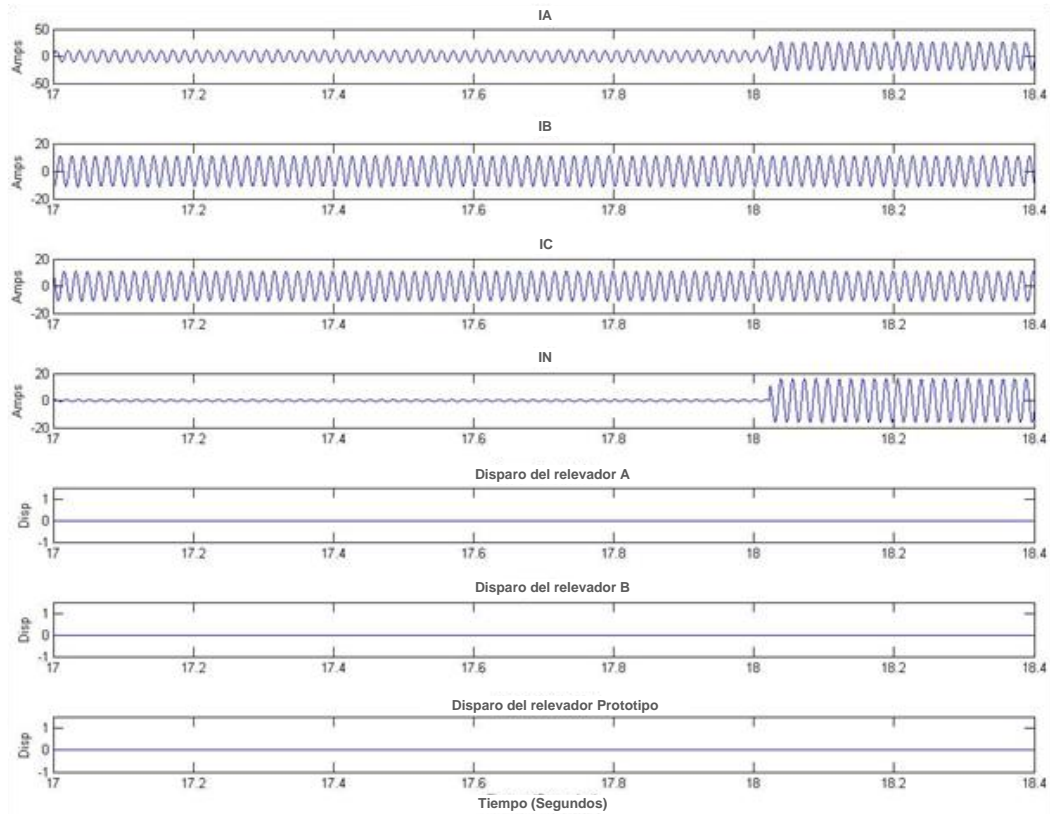


Figura 6.25 Oscilograma de falla de línea a tierra en zona externa con resistencia de 5 Ohms y saturación de TC.

La justificación de que los relevadores no operen en condiciones de saturación y con resistencia de falla se encuentra gráficamente en las figuras 6.26 y la figura 6.27, donde se observa que la corriente de operación no rebasa a la curva de operación del relevador diferencial. Básicamente el error más significativo se presenta en la falla con 2 Ohms de resistencia; en este caso existe una deformación mínima en las corrientes de fase que provoca una corriente diferencial errónea.

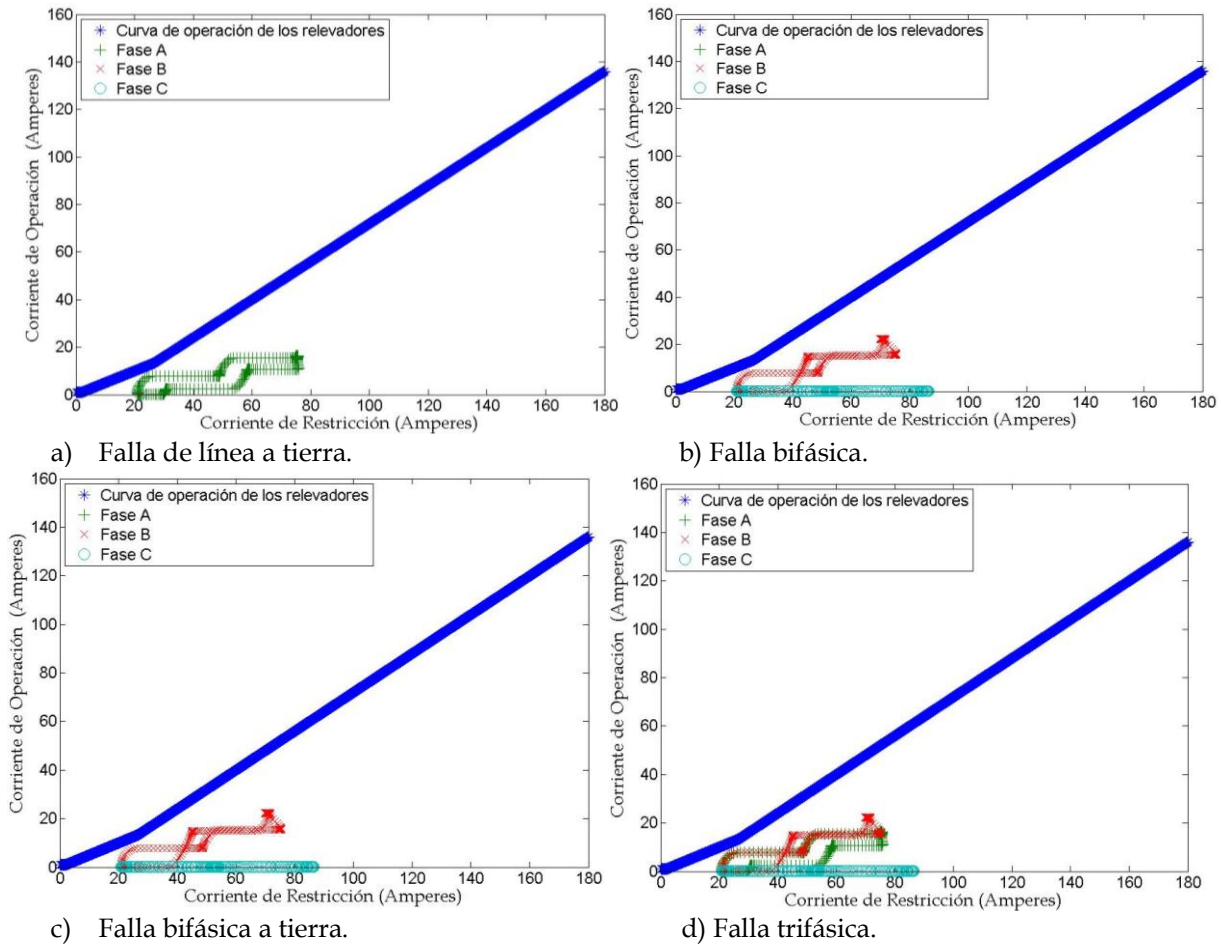


Figura 6.26 Corrientes de operación y restricción en fallas externas con presencia de saturación de TC y resistencia de 2 Ohms.

La figura 6.27 muestra las corrientes de operación y restricción obtenidas de las corrientes de fase de los oscilogramas de una falla trifásica y de línea a tierra en las figuras 6.24 y 6.25 respectivamente. En los cortocircuitos que tienen 5 Ohms de resistencia de falla se observa que la corriente de operación es casi cero, esto se debe a que la resistencia de 5 Ohms limita la corriente de cortocircuito y este valor no alcanza a saturar a los transformadores de corriente.



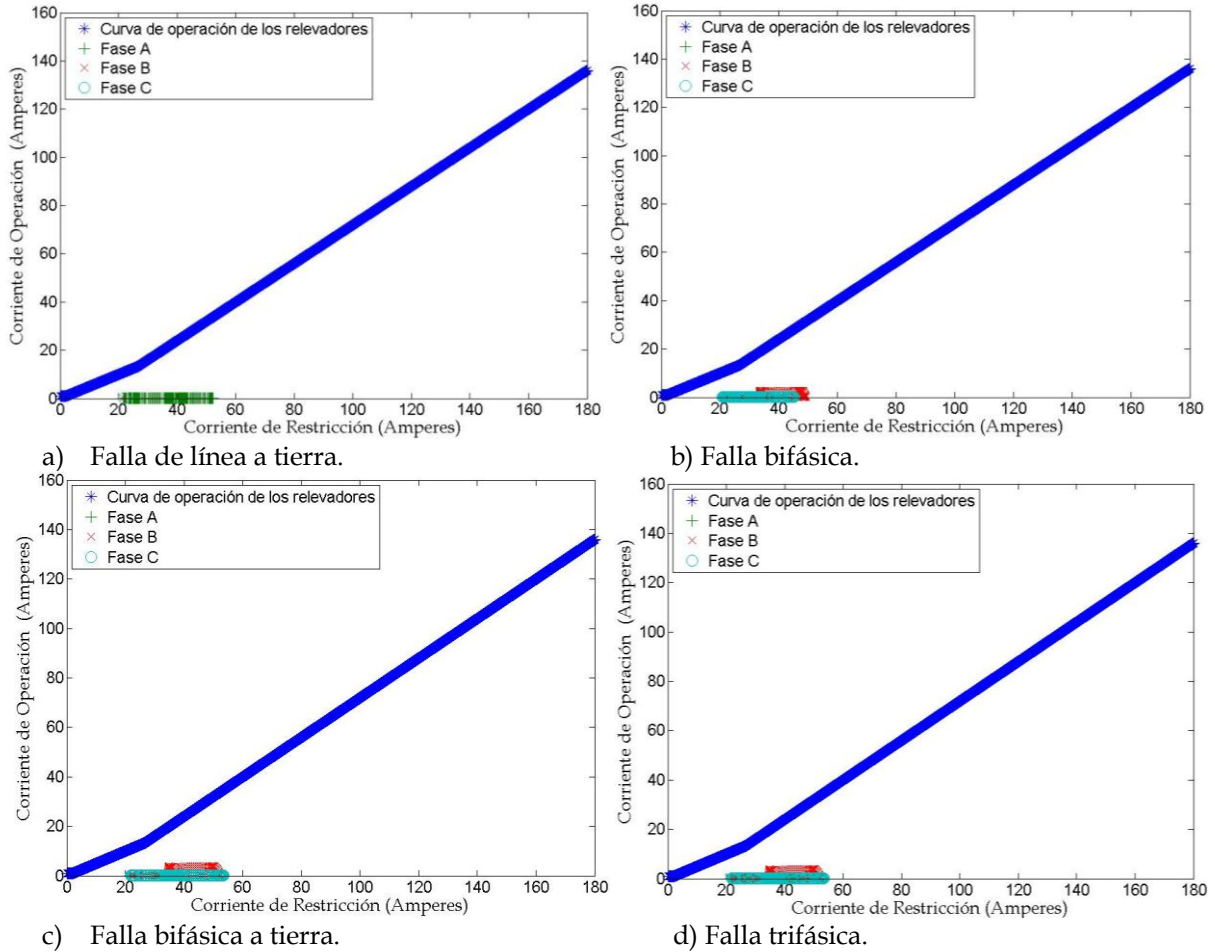


Figura 6.27 Corrientes de operación y restricción en fallas externas con presencia de saturación de TC y resistencia de 5 Ohms.

### 6.3.5 Pruebas de desbalance de carga

En este tipo de pruebas no se presentaron operaciones anormales, por lo que no se presentan resultados significativos.

Las corrientes de carga son pequeñas en comparación con las corrientes de cortocircuito, por lo que un cambio de carga no provoca que un TC se sature. Entonces en este caso no existen problemas de operación en los relevadores diferenciales.

#### 6.4 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DE LAS SIMULACIONES DIGITALES EN TIEMPO REAL

Realizando una comparación de los resultados experimentales y las simulaciones digitales, los resultados son similares en cuanto a los tiempos de operación del relevador A. En el oscilograma de la figura 6.1 muestra una falla de línea a tierra dentro de la zona de protección diferencial en el generador de 5 kVA se tiene un tiempo de operación del relevador de 0.08 segundos y en las simulaciones digitales se presenta una operación de 0.07 segundos para la misma falla se tiene un error de 0.01 segundos. Cabe mencionar que los tiempos de operación del relevador reportados en la tabla 6.1, no contemplan el tiempo de operación del interruptor.

En cuanto a la falla de línea a tierra fuera de la zona de protección diferencial que se muestra en la figura 6.2, se observa que opera la protección de baja frecuencia, esto se debe a que la protección diferencial a tierra no opera, ya que la falla se encuentra fuera de la zona de protección diferencial. Por otro lado, los resultados obtenidos con el simulador digital en tiempo real para esta falla se observa que no opera el relevador A ante esta condición, por lo que la operación del relevador en ambos ambientes es igual.

El funcionamiento del relevador empleado en el laboratorio experimental con una falla trifásica dentro de la zona de protección es mostrada en la figura 6.3, donde se observa que la protección diferencial no opera; la señal de disparo es activada por la acción de la protección de baja frecuencia que opera debido a que el generador síncrono en condiciones de cortocircuito tiende a perder velocidad y por lo tanto la frecuencia se ve afectada. Los resultados de la operación del relevador A en el simulador digital en tiempo real ante esta contingencia de falla se encuentran en la tabla 6.2 donde se observa que el relevador no opera en esta contingencia.

Por otro lado, el relevador prototipo presenta una ventaja con respecto a los otros relevadores en cuanto a velocidad de operación, en la mayoría de las simulaciones digitales el relevador prototipo tiene una operación promedio de 0.0133 segundos es decir 0.8 ciclos. Esto debe a que el relevador prototipo usa una *TDF* para estimar el fasor y el relevador B usa un algoritmo cosenos el cual utiliza un ciclo y cuarto para la estimación del fasor mientras que la *TDF* utiliza solo un ciclo, con estas diferencias en la operación de cada relevador, se genera un atraso en la operación del relevador B con respecto al relevador prototipo; así mismo, el uso de contactores en las terminales para enviar el disparo al interruptor, también estos consumen tiempo. El relevador prototipo no usa este tipo de dispositivos para enviar la señal del disparo de interruptor.

El relevador A no puede detectar fallas balanceadas y fallas que no estén aterrizadas, esto se debe al algoritmo de protección diferencial a tierra con el que trabaja mencionado en 3.7.2, definido en la ecuación 3.13. Sin embargo, su principal ventaja respecto a los demás relevadores es el poseer un elemento direccional, ya que en fallas fuera de la zona de protección diferencial y con saturación este relevador no opera en contraste con el otro relevador comercial y el relevador prototipo.

En las pruebas con fallas externas y saturación de  $TC$ , se observa que existe una operación errónea, de acuerdo con la gráfica 6.15 y la tabla 6.3, este resultado puede ser mejorado con la incorporación de un elemento direccional tal y como trabaja el relevador A, sin embargo, el relevador prototipo tendría la ventaja de operar en cualquier tipo de falla a diferencia de este que solo responde con fallas desbalanceadas a tierra; otra posible solución es la de modificar las pendientes de la curva de operación del relevador, pero existe la posibilidad de que las fallas con resistencia no puedan ser detectadas debido a que los niveles de corriente de falla se reducen, dando cabida a otro problema.

# CAPÍTULO 7

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 INTRODUCCIÓN

La protección diferencial es una protección primaria que cada día se emplea más. En este trabajo se logro implementar tanto de manera física mediante un arreglo de laboratorio de SEP y con simulaciones digitales en tiempo real en el equipo para pruebas de lazo cerrado de OPAL-RT®.

La reproducción de los fenómenos físicos que se obtuvieron en el simulador en tiempo real es de gran importancia, ya que se pudieron incorporar fenómenos que en el laboratorio experimental simplemente no se pudieron llevar a cabo.

### 7.2 CONCLUSIONES

Con el desarrollo de este tema de investigación se trabajo en dos ambientes diferentes: en un laboratorio experimental (generador real) y con un simulador digital en tiempo real. De igual forma se verifico que los resultados de simulación digital del modelo del generador síncrono son muy similares a los obtenidos en el generador real.

También se verifico que la operación de la protección diferencial se comporto de manera similar en ambos ambientes bajo prueba. De esta forma se obtuvieron resultados similares tal y como se indica en la sección 6.4. Por otro lado, fenómenos externos que afectan la operación de los relevadores como la saturación del TC, se incluyeron en las pruebas que se encuentran en la sección 6.3.2 y 6.3.4. Con los resultados de estas pruebas se pudo demostrar la importancia de elegir un TC con una relación de transformación adecuada para evitar el efecto de la saturación ya que de no hacerlo así se pueden tener operaciones incorrectas de la protección como se observo en el Capitulo 6.

Los resultados de los relevadores fueron verificados mediante el cálculo de las corrientes de restricción y operación dentro la simulación digital y que fueron graficadas para validar la operación de los relevadores.

Se desarrollo un prototipo físico de relevador al implementar el código que representa una protección diferencial en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos. Este relevador logro operar más rápido en la mayoría de las simulaciones como se muestra en la sección 6.4. Aquí se debe mencionar que la velocidad de hardware junto con un algoritmo simplificado de protección son los que permiten una operación más rápida del prototipo con respecto a los relevadores comerciales, aunque debe considerarse que el algoritmo implementado es muy simplificado.

### 7.3 APORTACIONES

Las principales aportaciones que se desarrollaron al término de este trabajo son:

Simulación en forma realista de la operación de la protección diferencial con relevadores digitales mediante la aplicación de fallas en el generador síncrono de 5 kVA y con el uso un simulador digital en tiempo real.

Desarrollo del código de un relevador numérico implementado en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos.

Se verificaron los tiempos de operación y el diseño de los relevadores comerciales con el uso del simulador en tiempo real ante la presencia de saturación de TC.

Se determinaron los valores de las señales de bajo nivel equivalentes a las señales de voltaje y corriente que el relevador Beckwith necesita para conectarse directamente al simulador digital en tiempo real sin la necesidad de emplear fuentes amplificadoras.

### 7.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Al término de este trabajo, se detectaron algunas características que pueden hacer que la protección diferencial sea más selectiva y confiable en la operación.

- Se propone complementar al algoritmo de protección diferencial con un elemento direccional ya que en este trabajo no se realizo debido a que la tarjeta de desarrollo rápido de prototipo solo cuenta con 8 canales de entrada y en este caso se requieren 9 canales: los 6 de corrientes ya usados y 3 más para voltajes de fase, con el fin de poder realizar el algoritmo de direccionalidad

basado en los esquemas de protección de sobre corriente direccional, que son polarizados con señales de voltaje y corriente.

- Diseñar y construir una tarjeta de acondicionamiento de señales para el relevador prototipo con el fin de llevar a pruebas estándar a este relevador en el laboratorio experimental, y observar su comportamiento con el generador síncrono de 5 kVA.
- Realizar un estudio más a detalle considerando fallas con impedancia, ya que al disminuir la corriente de cortocircuito debido a la inserción de la impedancia de falla, la protección diferencial puede no operar aunque la falla sea interna.
- Realizar las pruebas de desempeño de los relevadores incorporando la saturación de transformador de corriente en el simulador experimental de SEPs
- Realizar las pruebas de la protección diferencial con el generador síncrono conectado a la red eléctrica.

## 7.5 PUBLICACIONES DERIVADAS DE ESTE TRABAJO

Se realizaron las siguientes publicaciones en congresos nacionales e internacionales.

- Miguel Antonio Álvarez Juárez, Germán Rosas Ortiz, Tomas Asiaín Olivares. "Protección Digital 87GD de un Generador Síncrono de Polos Salientes de Laboratorio", *Memorias VI CIIES*, del 7 al 11 de noviembre del 2011. México, D.F.
- Miguel Antonio Álvarez Juárez, Germán Rosas Ortiz, Tomas Asiaín Olivares, "Protección Diferencial a Tierra 87GD de Generador Síncrono", XXIV RVP del IEEE, del 10 al 16 de Julio del 2010 en Acapulco, Gro., México.

## REFERENCIAS

[ALSTOM, 2011] ALSTOM, "Network protection & automation guide", edition may 2011.

[Álvarez, Rosas y Asiaín, 2012] Miguel A. Álvarez Juárez, Germán Rosas Ortiz, Tomas I. Asiaín O. Reporte interno SEPI-EI12-01 "Metodología para el uso del simulador en tiempo real de OPAL- RT Technologies ®", Enero 2012.

[Basler Electric, 2002] Basler Electric. *Instruction Manual for Digital Excitation Control System, Models: DECS 32-15, 63-15 & 125-15. For DECS software version 2.0.9 and subsequent.* Basler Electric publication number: 9 2653 00 996, Revision: February 2002. Model Computer DECS 125-15.

[Beckwith, 1999] Beckwith Electric CO, INC, Instruction book for M-0430 pride multifunction relay, 1999.

[Chapman, 2005] Stephen J. Chapman, "Máquinas eléctricas", 2005, Cuarta edición.

[Datatranslation, 2011] <http://www.datatranslation.com/products/dataacquisition/usb/DT9841/default.asp>

[Elmore, 2004] Walter A. Elmore, "Protective relaying theory and applications", 2004, second edition.

[González, 2005] Enrique González Flores, "Diseño e implementación de un algoritmo de protección diferencial para transformadores de potencia", Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F., 2005.

[Hunt, 2010] Rich Hunt, "Dimensioning ct for small generator differential protection" IEEE publication 978-1-4244-6075-5, 2010

[IEEE, 1992] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.* IEEE Power Engineering Society. Energy Development and Power Generation Committee. IEEE Std 421.5-1992, IEEE, Nueva York, N. Y., USA.

[Kasztenny and Finney, 2004] B. Kasztenny, D. Finney, "New algorithm for generator differential protection", General Electric Multilin, Canada, 2004

[Kundur, 1994] P. Kundur, "Power system stability and control", Mc Graw Hill Inc, The EPRI Power system engineering series, Nueva York, N. Y., EUA 1994.

[Larios, 1997] José Larios Soto, "Análisis de la coordinación de protecciones en la centrales eléctricas" Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F., Septiembre de 1997.

[Metz-Noblat, 2000] B. De Metz-Noblat, F. Dumas and G.Thomasset, "Calculation of Short Circuit Currents", Cahier technique no. 158. Schneider Electric, 2000.

[Nengling and Stenzel, 2007] Tai Nengling, Juergen Stenzel, " Differential protection based on zero-sequence voltage for generator stator ground fault", IEEE Transactions on power delivery, Vol. 22,No. 1, January 2007

[OPAL-RT, 2011] <http://www.opal-rt.com/product/rt-lab-professional>

[Reimert, 2006] Donal Reimert, Protective Relaying for Power Generation Systems, 2006.

[Reyes, 1999] Bernabé Reyes López, "Monitoreo y protección digital de un generador de tipo experimental", Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F., Diciembre 1999.

[Sánchez, 2010] Héctor M. Sánchez García. "Sintonización del regulador automático de voltaje basler decs 125-15 de micromáquinas síncronas". Tesis para obtener el título de ingeniero eléctrico presentada en ESIME-Zacatenco, México D.F., 2010.

[Sánchez y Ruiz, 2011] Héctor M. Sánchez García, Daniel Ruiz Vega, Reporte interno "Determinación de parámetros y sintonización del control automático de voltaje de la máquina educacional de 5 kVA", Enero 2011.

[Santiago, 2000] José Marcelino Santiago Jiménez, "Metodología para la coordinación y ajuste de protección de bancos de transformación" Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F., Diciembre 1999.

[Sebastián, 2011] David Sebastián Baltazar, "Notas del curso de protección de sistemas eléctricos de potencia", SEPI-ESIME Zacatenco, México, D.F., 2011.

[SEL, 2011] <http://www.selinc.com.mx/>



[Trinidad, 2010] Gustavo Trinidad Hernández, “Determinación de parámetros de máquinas síncronas mediante la prueba de respuesta a la frecuencia con el rotor en reposo” Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F., Diciembre 2010.

[Zhang al et] Chao Zhang, Xiangning Lin, Z Q Bo, M A Redferm, “ A novel mathematical morphology based anti- ct saturation criterion for generator differential protection”. IEEE publication, 2011.

[Ziegler, 2005] Gerhard Ziegler, Numerical differential protection principles and applications, SIEMENS, 2005.

# APÉNDICE A

## TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

### A.1 INTRODUCCIÓN

La función de un transformador de corriente es particularmente importante en la protección diferencial. La comparación de corrientes llevada a cabo por la protección diferencial, depende únicamente de que las corrientes primarias del transformador sean reproducidas con exactitud en el secundario de los transformadores, esto depende de la exactitud, polarización, entre otras características del transformador de corriente.

Un aspecto muy importante que ese puede presentar cuando existen grandes niveles de corrientes en el primario del TC, es la saturación; esto se debe a una mala selección en el dimensionamiento del TC. Este problema es particularmente grave, si el algoritmo de protección diferencial no cuenta con una estabilización contra saturación de transformadores de corriente, siendo el principal factor que lleva a una mala operación en la protección.

### A.2 CIRCUITO EQUIVALENTE

El TC, básicamente es un transformador que maneja corriente. Durante una condición de operación normal, la inducción es pequeña (densidad de flujo) en comparación con la inducción de la saturación. La inducción incrementa proporcionalmente conforme aumenta la corriente en el primario y por lo tanto el voltaje entre las terminales del *burden*, también incrementa en el secundario del transformador.

La fuga de corriente puede ser despreciada debido a la inducción del TC; por lo tanto, el circuito equivalente que puede ser usado se muestra en la figura A.1.

Durante una condición libre de saturación, la corriente de magnetización puede ser despreciada. La ley de Ampere establece lo siguiente:

$$I_1 * w_1 = I_2 * w_2 \quad (\text{A.1})$$

Sin embargo, la ecuación A.1 puede ser expresada por la ecuación A.2.

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{w_1}{w_2} = r_{ct} \quad (\text{A.2})$$

Los voltajes en las terminales del secundario del *TC*, corresponden a la caída de voltaje a través del *burden* conectado que se presenta en la ecuación A.3.

$$V_2 = I_2 * R_B \quad (\text{A.3})$$

El *burden* es una impedancia que se encuentra conectado en el lado secundario de los *TC*, ésta puede estar compuesta por la resistencia de los cables y la impedancia del relevador; para el caso de relevadores numéricos, la reactancia inductiva puede ser despreciada, mientras que en relevadores electromecánicos si se debe de tomar en cuenta. Para este caso se tomará en cuenta que la reactancia es despreciada y que el *burden* es puramente resistivo.

La figura A.1, muestra el circuito equivalente del transformador donde se observa que el *burden* está representado por una impedancia donde el voltaje en las terminales del secundario del *TC* esta dado por la expresión A.3

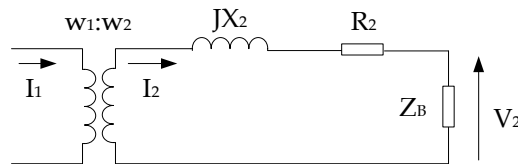
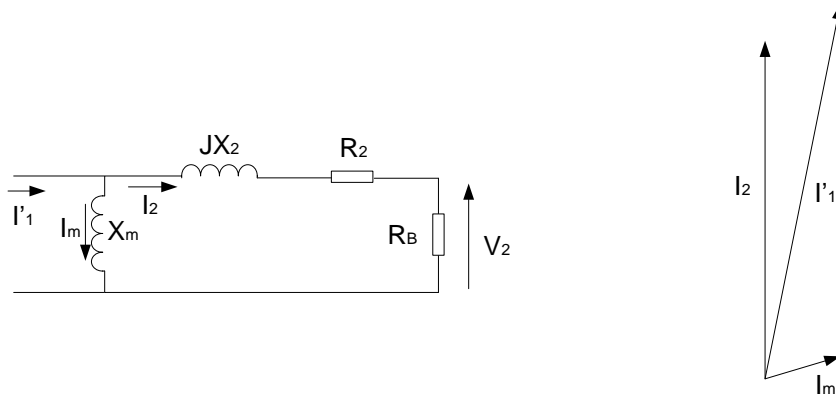


Figura A.1 Circuito equivalente de un *TC* [Ziegler, 2005].

El circuito de la figura A.1 puede ser referido al lado secundario, por lo que la corriente del primario se sustituirá con la corriente que se encuentra en la ecuación A.4; por otro lado, se observa que la impedancia es suplantada por una resistencia ya que se desprecia el efecto de la reactancia inductiva.

$$I'_1 = \frac{w_1}{w_2} * I_1 \quad (\text{A.4})$$

La figura A.2 muestra el circuito equivalente referido al secundario del *TC* en (a) y el diagrama fasorial en (b).



a) Circuito equivalente                      b) Diagrama fasorial  
 Figura A.2 Circuito equivalente de un TC referido al lado secundario.[ Ziegler, 2005].

Por otro lado considerando que el *burden* es puramente resistivo, la potencia que entrega el TC esta dado por la ecuación A.5

$$P_2 = I_2 * V_2 = I_2^2 * R_B \quad (A.5)$$

La inducción del TC es proporcional a la FEM interna; la ecuación A.6 detalla este efecto.

$$E_2 = I_2 * (R_{TC} + R_B) \quad (A.6)$$

La dimensión del transformador de corriente, se selecciona de manera que proporcione una exactitud bien definida ante corrientes de fallas con carga nominal  $R_B$  en el secundario del TC.

El límite de corriente con suficiente precisión, está indicada en múltiplos de la corriente nominal como se especifica en la expresión A.7.

$$I_{al} = ALF * I_N \quad (A.7)$$

El factor ALF, es también conocido como factor de límite de precisión.

La FEM interna que se presenta cuando la corriente está en el límite de precisión, corresponde al voltaje de saturación del TC, expresado por la ecuación A.8.

$$E_{al} = ALF * I_{2N} * (R_{TC} + R_B) \quad (A.8)$$

### A.3 POLARIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Dentro de un sistema de protección, la polaridad es un aspecto de suma importancia para poder manipular las señales de corriente que el TC brinda.

Se debe de adoptar una convención para poder tener un buen manejo de las señales de corriente. En éste apéndice se maneja de la siguiente manera: cuando el flujo de corriente entra al devanado primario por la marca de polaridad, la corriente en el lado secundario del TC saldrá por la marca de polaridad; la figura A.3 muestra algunas formas de poder visualizar el sentido de las corrientes en los devanados de los TC.

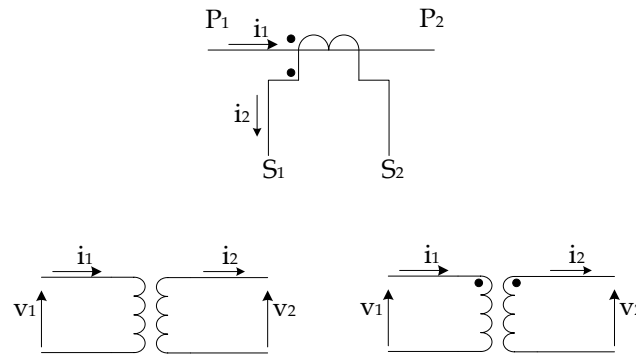


Figura A.3 Polaridad de TC.[ Ziegler, 2005].

### A.4 RESPUESTA TRANSITORIA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

La densidad de flujo de un TC, es proporcional a la integral del voltaje en el secundario a través de la inductancia de magnetización  $L_m$  del TC.

Esta condición se establece en la ecuación A.9.

$$B \text{ prop } \int e_2(t)dt = (R_{TC} + R_B) * \int i_2(t)dt \quad (\text{A.9})$$

El flujo transitorio de corriente directa depende de la constante de tiempo de la impedancia del circuito fallado (constante de tiempo del sistema  $T_N$ ); para dar cabida a este efecto, el TC debe tener un tamaño mucho mayor.

$$\frac{B}{\tilde{B}_c} = 1 + \frac{\omega * T_N * T_S}{T_N - T_S} * (e^{\frac{1}{T_N}} - e^{\frac{1}{T_S}}) \quad (\text{A.10})$$

La ecuación A.10, define el curso de la inducción y va ligada con la figura A.4, que muestra el comportamiento de la inducción de un TC en condiciones de falla y presencia de componente de CD.

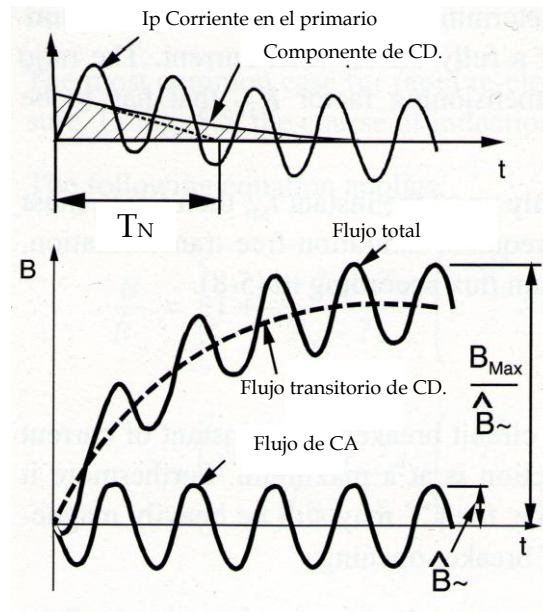


Figura A.4 Flujo en TC en condición de falla. [Ziegler, 2005].

De la figura A.4, el valor máximo de  $B$  esta dado por la ecuación A.11.

$$\frac{B_{Max}}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \omega * T_S * \left(\frac{T_N}{T_S}\right)^{\frac{T_S}{T_S - T_N}} \quad (A.11)$$

El valor de flujo máximo es alcanzado después de  $t_{B_{Max}}$ , el cual está definido en la ecuación A.12.

$$t_{B_{Max}} = \frac{T_N * T_S}{T_N - T_S} * Ln \frac{T_N}{T_S} \quad (A.12)$$

En este caso,  $T_N$  es la constante de tiempo del sistema (constante de tiempo de CD);  $T_S$  es la constante de tiempo de TC en el secundario. Este tiempo es determinado con la inductancia principal  $L_m$  del TC y la suma de las resistencias en el circuito del secundario del TC; este tiempo  $T_S$  es calculado con la expresión A.13.

$$T_S = \frac{L_m}{R_{CT} + R_B} = \frac{1}{\omega * \tan \delta} \quad (A.13)$$

Por lo tanto, de la ecuación A.13, podemos decir que cuando el error del ángulo  $\delta$  incrementa la constante de tiempo, en el secundario del TC decrementa. Esta condición es particularmente aplicada, cuando el núcleo del TC está dividido por un entrehierro.

En el caso de que un *burden* pequeño es conectado en el secundario del TC, el error del ángulo es reducido y la constante de tiempo incrementa.

El incremento de la inducción dado en A.10, determina si se requiere un sobredimensionamiento del TC para poder obtener una transformación adecuada durante fallas. La relación  $B_{Max}/B_{\sim}$  corresponde a un factor de sobredimensionamiento transitorio  $K_{TF}$  el cual debe ser usado.

## A.5 SATURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Cuando el TC se encuentra operando dentro de su rango lineal de la curva de magnetización, el error total es pequeño y su influencia en la protección diferencial se puede despreciar particularmente en la protección diferencial estabilizada; sin embargo, la situación se vuelve crítica cuando la inducción magnética supera el punto de inflexión de la curva de magnetización y la curva de magnetización aumenta drásticamente. En esta condición el TC se encuentra saturado y por consiguiente, surgen grandes corrientes de error que restan eficiencia a la protección diferencial estabilizada.

La saturación del TC, puede surgir debido a una corriente de CA pura cuando la magnitud es muy excesiva, generalmente esto ocurre en TC que esta subdimensionados y por lo tanto, su factor de límite de exactitud  $ALF$  es menor a la relación de  $\frac{I_F}{I_N}$ .

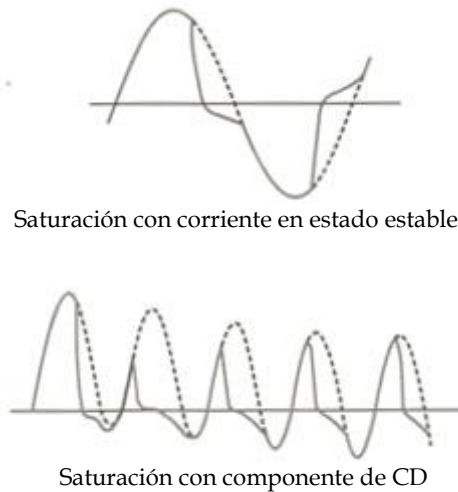


Figura A.5 Flujo en TC en condición de falla. [Ziegler, 2005].

La componente de *CD* es la causa más probable por la que un TC se sature. En la figura A.5 se muestra la corriente de falla con componente de *CD* en la parte inferior, las partes faltantes de la onda sinusoidal, corresponden a la corriente de magnetización; por otro lado, en la figura A.6 se ilustra el efecto de la saturación de

los TC en los esquemas de protección, se observa que el TC1 reproduce correctamente la corriente de cortocircuito, mientras que el TC 2 presenta saturación, por lo que la protección diferencial presenta un error en la comparación de corrientes.

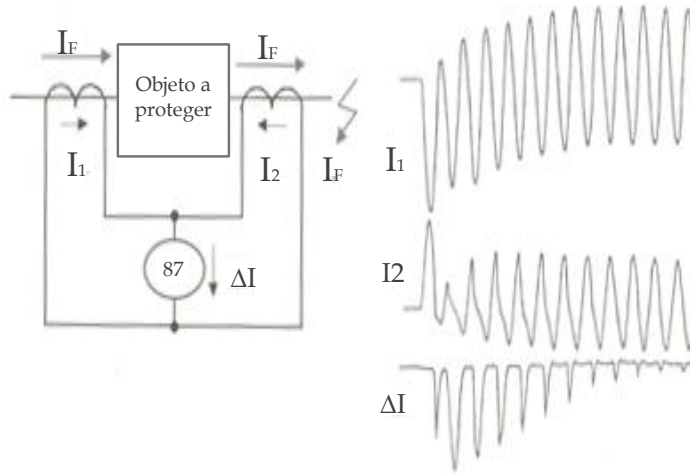


Figura A.6 Protección diferencial ante falla externa y con presencia de saturación en TC. [Ziegler, 2005].

En la figura A.7, se exhibe el efecto de la componente de  $CD$  en las corrientes fallas, la onda que aparece en el lado superior es la corriente en el devanado primario del TC; la siguiente es el flujo, posteriormente la corriente de magnetización y por último la corriente reproducida en el devanado secundario del transformador.

La corriente en el devanado secundario del transformador sale deformada debido a que el TC se encuentra saturado, se observa claramente que la señal de la corriente secundaria es complementada con la corriente de magnetización.

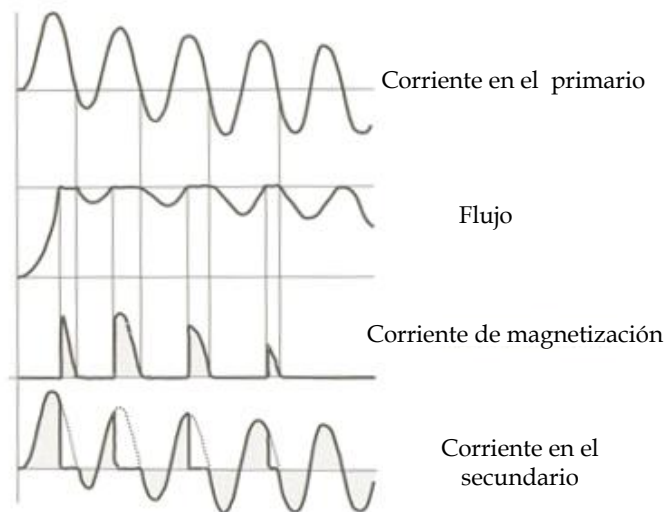


Figura A.7 Saturación de TC.



## APÉNDICE B

### CÓDIGOS DE PROGRAMAS USADOS EN EL DESARROLLO DE ESTA TESIS

#### B.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS REALIZADOS

En el presente apéndice, se muestra el código fuente que realiza la lógica de un relevador diferencial en C y un código que se usa para obtener las graficas que se muestran en el capítulo 6.

El código de programación del relevador prototipo abarca desde la asignación de canales de entrada donde se realizara la adquisición de datos, hasta la asignación del canal de salida, donde se mandara la señal de disparo al interruptor.

Existen varias funciones que tienen un propósito en específico, calcular los fasores de las señales de entrada, usando la Transformada Discreta de Fourier, un filtro MIMIC, lógica de protección diferencial, etc. Todas estas en conjunto realizan la operación de un relevador comercial diferencial.

Se realizo un código en Matlab para poder graficar el comportamiento de los fasores en condición estable y cuando se presenta una falla, con esta herramienta se pueden observar los oscilogramas de las corrientes de fase y la respuesta de los relevadores; por otro lado, una herramienta adicional se desarrollo para poder observar el comportamiento del algoritmo de la protección diferencial por fase, teniendo las corrientes de operación y restricción, además de la curva característica de un relevador diferencial.

## B.2 CÓDIGO DEL RELEVADOR PROTOTIPO EN LENGUAJE C

```

#include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <string.h>
#include <std.h>
#include <tsk.h>
#include <math.h>
#include "dt9841.h"

#define _USE_ERROR_HANDLER_ 1

//muestreo en Hz entre MIN_SAMPLE_RATE y MAX_SAMPLE_RATE
//#define SAMPLE_RATE (MAX_SAMPLE_RATE)
#define N 32
#define fn 60
#define SAMPLE_RATE (fn*N)
#define pi 3.1415926
#define N2 N*2
#define N1 N/2
#define NN N*15 // Zone 2 time delay
#define OutSet 4.0

typedef unsigned long ulong;

typedef struct {
double real;
double imag;
double mag;
double phase;
} Phasor_Info;

double OutSignal1,OutSignal2; //settings to limit output signal to +-OutSet
double V1buff[NUM_ADC_CHANS][N]={0},Vdelay[NUM_ADC_CHANS][2],RFilter[N],IFilter[N];
double tau; // Used for mimic filter
double Ktau;
Phasor_Info IOPhasor, IOK0, PhasorOut[NUM_ADC_CHANS], ZOutPhasor[6];
static int OpenBreaker=0;

/*****\
Funciones prototipo
*****/
void ToggleLed(ULONG ledMask);
static DTSTATUS CheckErr (DTSTATUS Status);
static int StartItUpTask();
static void ScanCallbackFunction(INPUT_SCAN_RCD *pInScan,
                                OUTPUT_SCAN_RCD *pOutScan);
static BOOL ErrorHandler(ULONG EventCode, VOID *pContext, LONG Param1,
                        LONG Param2);
static Phasor_Info DFT(double *WindowData);
double diferencial(Phasor_Info *VIPhasors);

/*****
 *
 * Funcion principal
 *
 *****/

int main(int argc, char * argv[])
{
    TSK_Attrs tskAttr;
    DTSTATUS stat;
    int i;
    tau= N2;
    Ktau=sqrt(1.0/( pow((1.0+tau-tau*cos(2*pi/N)),2) + pow(tau*sin(2*pi/N),2)));

```

Apéndice B: Códigos de programas usados en el desarrollo de esta tesis

```

// Inicializa la libreria
DT_InitLibrary();

    for (i=0;i < N; i++)
    {
        RFilter[i]=sin(2*pi*i/N);
        IFilter[i]=cos(2*pi*i/N);
    }

stat = DT_RegisterCallback(NULL, ErrorHandler,
                           DTEVENT_AD_OVERRUN | DTEVENT_DA_UNDERRUN,
                           NULL);

CheckErr(stat);

//create a task
tskAttr = TSK_ATTRS;
tskAttr.priority = 10;
if (!TSK_create(StartItUpTask, &tskAttr))
    SYS_abort("TSK_create failed %s(%d)\r", __FILE__, __LINE__);
}

/*****\
Toggles the state of the specified LEDs at 2Hz. This is called from the
ScanCallbackFunction.
Parameters :
    ledMask = OR combination of mask, such as LED_D0, LED_D1 etc
*****/
void ToggleLed(ULONG ledMask)
{
    static int nCount = 0;
    static BOOL bLedState = 0;
    if (nCount == 0)
    {
        if (bLedState)
            DT_LEDOff(ledMask);
        else
            DT_LEDON(ledMask);
        bLedState = !bLedState;
    }

    if (++nCount >=(SAMPLE_RATE)/4)
        nCount=0;
}

/*****
*
SECTIONS
{
    SharedMemSection > SHARED_MEM
    SECT_LIB_DATA > IRAM
    SECT_LIB_ISR > IRAM
    SECT_MY_ISR > IRAM
}
*****/
#pragma CODE_SECTION (ScanCallbackFunction, "SECT_MY_ISR")
static void ScanCallbackFunction(INPUT_SCAN_RCD *pInScan,
                                OUTPUT_SCAN_RCD *pOutScan)
{
    static ULONG u=0;
    int i,j;
    LONG Value;

int Disparo=0;

    //Phasor_Info PhasorOut[NUM_ADC_CHANS];

    for(j=0;j<NUM_ADC_CHANS;j++)
    {

```

## *Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono*

```

        for(i=0;i<N-1;i++)
        {
            V1buff[j][i]=V1buff[j][i+1];
        }

// Filtro mimic
for (i=0;i<2;i++)
    {
        Vdelay[j][i]=Vdelay[j][i+1];
    }
    DT_ADValueToVolts (pInScan->ADCValues[j], &Vdelay[j][1], ADC_BIPOLAR_10_VOLTS);

    if (j<3) {
        V1buff[j][N-1]=(Ktau*( (1+tau)*(Vdelay[j][1])-tau*(Vdelay[j][0]))) *201;
    } else {
        V1buff[j][N-1]=(Ktau*( (1+tau)*(Vdelay[j][1])-tau*(Vdelay[j][0]))) *201;
    }

    PhasorOut[j]=DFT(V1buff[j]);
}

Disparo=diferencial(PhasorOut);

    DT_VoltsToDAValue (Disparo, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
    pOutScan->DACValues[1] = Value;
pOutScan->DoutValues = u;
++u;
ToggleLed(LED_D0);
}

/*****\
 V & I Phasor computation using real-time sampled data
*****/

static Phasor_Info DFT(double *WindowData)
{
double OutR, OutI;
Phasor_Info OutPhasor;
int i;

    OutR=0;
    OutI=0;
    for(i=0;i<N;i++)
    {
        OutR+=WindowData[i]*RFilter[i];
        OutI+=WindowData[i]*IFilter[i];
    }
    OutR=(2.0/N)*OutR;
    OutI=(2.0/N)*OutI;
    OutPhasor.real = OutR;
    OutPhasor.imag = OutI;
    OutPhasor.mag = sqrt (pow(OutR,2)+pow(OutI,2));
    OutPhasor.phase = atan2 (OutPhasor.imag,OutPhasor.real);

    return OutPhasor;
}

/*****\
 Differential protection algorithm, computation of operation and restriction currents.
*****/

double diferencial(Phasor_Info *VIPhasors)
{

```

Apéndice B: Códigos de programas usados en el desarrollo de esta tesis

```
double Irestriction[3]={0,0,0};
double Ioperation[3]={0,0,0};
//variables que usa la proteccion diferencial
double Ib=1;
double K1=0.5;
double K2=0.8;
double Iro=10;

int Zone_A[3]={0,0,0};
int Zone_B[3]={0,0,0};
int Zone_C[3]={0,0,0};
int fault[3]={0,0,0};
int OpenBreaker1=0;
int i;

///// Protección diferencial por fase./////
//Calculo de corrientes de operacion y restriccion
///// Nota las variables 1,2,3 son corrientes de estator (a,b,c) respectivamente y las
variables 4,5 y6 son corrientes de TC a,b,c respectivamente.
/////the variables 1,2,3 are stator currents (a,b,c)respectly and 4,5 y 6 are phase current
(a,b,c) respectly.

/////Zonas de la proteccion diferencial

for (i=0;i<3;i++)
{

Irestriction[i]=VIPhasors[i].mag+VIPhasors[i+3].mag;
Ioperation[i]=sqrt(pow((VIPhasors[i].imag+VIPhasors[i+3].imag),2)+pow((VIPhasors[i].real+VIPhasors[i+3].real),2));

if (Ioperation[i]>Ib)
{
Zone_A[i]=1;
}

if (Ioperation[i]>(K1*Irestriction[i]))
{
Zone_B[i]=1;
}

if ((K2*(Irestriction[i]-Iro))<Ioperation[i])
{
Zone_C[i]=1;
}

if(Zone_A[i]==1 && Zone_B[i]==1 && Zone_C[i]==1)
{
fault[i]=1;
}

}

Irestriction[1]=VIPhasors[0].mag+VIPhasors[3].mag;
Ioperation[1]=sqrt(pow((VIPhasors[0].imag+VIPhasors[3].imag),2)+pow((VIPhasors[0].real+VIPhasors[3].real),2));

if (Ioperation[1]>Ib)
{
Zone_A[1]=1;
}

if (Ioperation[1]>(K1*Irestriction[1]))
{
Zone_B[1]=1;
}
```

## Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono

```

if ((K2*(Irestriction[1]-Iro))<Ioperation[1])
    {
        Zone_C[1]=1;
    }

if(Zone_A[1]==1 && Zone_B[1]==1 && Zone_C[1]==1)
    {
        fault[1]=1;
    }

///Disparo de interruptor
if(fault[1]==1)
    {
        OpenBreaker1=1;
    }
    else if(fault[2]==1){
        OpenBreaker1=1;
    }
    else if(fault[3]==1){
        OpenBreaker1=1;
    }
    else{
        OpenBreaker1=0;
    }

return OpenBreaker1;
}

/*****\
\*****/
static DTSTATUS CheckErr (DTSTATUS Status)
{
    CHAR *pErrStr;

    if (Status)
    {
        DT_LEDOn (LED_ALL);
        pErrStr = DT_GetErrorString (Status, NULL);
        SYS_abort(pErrStr);
    }
    return (Status);
}

/*****\
\*****/

static int StartItUpTask()
{
    DIO_SETUP      DIOSetup;
    CLOCK_SETUP    clkSetup;
    DAC_SETUP      DacSetup;
    ADC_SETUP      AdcSetup;
    int            DACChan;
    IEPE_SETUP     IepeSetup;
    BRD_INFO       BoardInfo;
    int            i;

    DT_Printf("\r----- Example 4 -----\r");

    memset (&clkSetup, 0, sizeof (CLOCK_SETUP));
    clkSetup.ClockSource = AD_DA_CLK_SRC_INTERNAL;           //internal clock
    clkSetup.SampleRate = (double)SAMPLE_RATE;              // in Hz
    clkSetup.ClockType = AD_DA_CLOCK;
    CheckErr (DT_SetupClock(&clkSetup));

    DT_Printf("Sample rate %fHz Actual rate %fHz\r",

```

## Apéndice B: Códigos de programas usados en el desarrollo de esta tesis

```

        clkSetup.SampleRate, clkSetup.ActualSampleRate);

    memset (&DIOSetup, 0, sizeof (DIO_SETUP));
    DIOSetup.ClockOut = TRUE;           //clock digital outputs
    DIOSetup.Port0Out = TRUE;          // Port 0 = output
    DIOSetup.Port1Out = TRUE;          // Port 1 = output
    DIOSetup.Port2Out = TRUE;          // Port 2 = output
    DIOSetup.DeglitchPort0 = FALSE;    // Deglitch the Port 0 inputs
    DIOSetup.InitialDOValue = 0;
    CheckErr (DT_SetupDIO(&DIOSetup));

    memset (&AdcSetup, 0, sizeof (ADC_SETUP));
    AdcSetup.ErrorOption = CONTINUE_ON_ERROR; //stop option on AD overrun
    CheckErr (DT_SetupADC(&AdcSetup));
    DT_Printf("AD will %s\r",
        (AdcSetup.ErrorOption == STOP_ON_ERROR)?"STOP_ON_ERROR":
        "CONTINUE_ON_ERROR");

    memset (&DacSetup, 0, sizeof (DAC_SETUP));
    for (DACChan = 0; DACChan<NUM_DAC_CHANS; DACChan++)
        DacSetup.DAInitialValue[DACChan] = 0;
    DacSetup.FilterType = NONE;
    DacSetup.ErrorOption = CONTINUE_ON_ERROR; //stop option on DA underrun
    DacSetup.DacRange = DAC_BIPOLAR_10_VOLTS;
    CheckErr (DT_SetupDAC(&DacSetup));
    DT_Printf("DA will %s\r",
        (DacSetup.ErrorOption == STOP_ON_ERROR)?"STOP_ON_ERROR":
        "CONTINUE_ON_ERROR");

    CheckErr (DT_BoardGetInfo (0, &BoardInfo));
    if (BoardInfo.Model == DT9841_128_2_VIB)
    {
        memset (&IepeSetup, 0, sizeof (IEPE_SETUP));
        for (i=0; i< NUM_ADC_CHANS; i++)
        {
            IepeSetup.Chan[i].CurrentSourceEnabled = FALSE;
            IepeSetup.Chan[i].FilterEnabled = FALSE;
            IepeSetup.Chan[i].ACCoupling = FALSE;
        }
        DT_SetupIEPE(&IepeSetup);
    }

    CheckErr (DT_ScanLoop(ScanCallbackFunction, BOTH));
    return (0);
}

/*****\
\*****/
static BOOL ErrorHandler(IN_PARAM ULONG EventCode, IN_PARAM VOID *pContext,
    IN_PARAM LONG Param1, IN_PARAM LONG Param2)
{
    static ULONG errCountAD=0, errCountDA=0;

    if (EventCode & DTEVENT_AD_OVERRUN)
    {
        ++errCountAD;
        DT_Printf("!! AD overrun %d times !!\r", errCountAD);
        DT_LEDOn(LED_D1);
    }

    if (EventCode & DTEVENT_DA_UNDERRUN)
    {
        ++errCountDA;
        DT_Printf("!! DA underrun %d times!!\r", errCountDA);
        DT_LEDOn(LED_D2);
    }
}

```

## Estudio de la Protección Diferencial de un Generador Síncrono

```
if ((errCountDA + errCountAD) > 1000)
{
    DT_UnregisterCallback(NULL, ErrorHandler);
    DT_StopScanLoop();
    DT_Printf("ScanLoop stopped after %d errors\r", (errCountDA + errCountAD));
}
return TRUE;
}
```

### B.3 CÓDIGO PARA OBTENER OSCILOGRAMAS EN MATLAB®

```
% programa para graficar resultados de simulaciones opal
close all, clc
y = A;

for n=1:1:10000
    if (y(12,n)<=0.5)
        y(12,n)=0;
    else y(12,n)=1;
    end
end

n=1;
m=7000;
n1=2;
ejey=0.1;

% falta reescalar las señales de voltaje y corriente para obtener la
% escala original que fue cambiada para ajustar a +-3.3Vpk

scrsz = get(0,'ScreenSize');
figure('Position',[100 40 scrsz(3)*3/2 scrsz(4)*5])

subplot(7,1,1), plot(y(1,n:m),y(5,n:m)), xlim('auto'), ylim('auto'), ylabel('Amps')
title('IA');
subplot(7,1,2), plot(y(1,n:m),y(6,n:m)), xlim('auto'), ylim('auto'), ylabel('Amps')
title('IB');
subplot(7,1,3), plot(y(1,n:m),y(7,n:m)), xlim('auto'), ylim('auto'), ylabel('Amps')
title('IC');
subplot(7,1,4), plot(y(1,n:m),y(8,n:m)), xlim('auto'), ylim(['auto']), ylabel('Amps')
title('IN');
subplot(7,1,5), plot(y(1,n:m),y(13,n:m)), xlim('auto'), ylim([-1 1.5]), ylabel('Disp')
title('Disparo Beckwith');
subplot(7,1,6), plot(y(1,n:m),y(14,n:m)), xlim('auto'), ylim([-1 1.5]), ylabel('Disp')
title('Disparo SEL');
subplot(7,1,7), plot(y(1,n:m),y(12,n:m)), xlim('auto'), ylim([-1 1.5]),
ylabel('Disp'),xlabel('Tiempo (Segundos)')
title('Disparo Prototipo');
```



## B.4 CÓDIGO PARA OBTENER GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE CORRIENTES DE OPERACIÓN Y RESTRICCIÓN DE LA 87G

```
clc

% AJUSTES DEL RELEVADOR

ik=1;
k1=0.5;
k2=0.8;
iro=10;

escalamax=180;

%%%%%%%%%%
recta2=zeros;
rectal=zeros;
y=0;
for z=1:1:9000
    x(z)=y+(escalamax/9000);
    Iop1(z)=A(9,z);
    Ires1(z)=A(10,z);
    Iop2(z)=A(11,z);
    Ires2(z)=A(12,z);
    Iop3(z)=A(13,z);
    Ires3(z)=A(14,z);
    y=x(z);
end

for i=1:1:9000
    ex(i)=ik;

    rectal(i)=k1*x(i);

    recta2(i)=(x(i)-iro)*k2;

    if rectal(i)>=ik
        ex(i)=rectal(i);
    end

    if recta2(i)>rectal(i)
        ex(i)=recta2(i);
    end
end

plot(x,ex,'*',Ires1,Iop1,'+',Ires2,Iop2,'x',Ires3,Iop3,'o')
legend('Curva de operación de los relevadores','Fase A','Fase B','Fase C')
```